



Instituto Politécnico de Coimbra
Instituto Superior de Engenharia

Mestrado em Automação e Comunicações em Sistemas de
Energia

Conceção de Redes de Média e Baixa Tensão

Jorge Miguel Dias Antunes nº21160065

Coimbra, Dezembro 2012



Instituto Politécnico de Coimbra
Instituto Superior de Engenharia

Mestrado em Automação e Comunicações em Sistemas de
Energia

Conceção de Redes de Média e Baixa Tensão

Orientadora:
Professora Doutora Cristina Faustino Agreira.

Agradecimentos

Quero agradecer ao Instituto Superior de Engenharia de Coimbra e ao Departamento e Engenharia Eletrotécnica.

Quero deixar um especial agradecimento à minha orientadora Professora Doutora Cristina Faustino Agreira, pelo esforço e disponibilidade durante o período de estágio.

Ao Engenheiro Alexandre Antunes, pela preciosa colaboração e pela disponibilidade para esclarecimento de qualquer tipo de dúvidas.

Agradeço ao Sr. Barata e ao Sr. Marcelino por me receberem e possibilitarem que pudesse realizar o meu estágio na sua empresa.

Agradeço também ao encarregado da produção Jorge Silva e ao responsável pela área operacional de Coimbra António Malhão e por fim ao Engenheiro Eurico, por toda a transmissão de conhecimento e por serem os que, nestes últimos seis meses, mais de perto acompanharam e potenciaram a minha evolução técnica.

De forma geral, agradeço ainda a todos os colaboradores da empresa Barata & Marcelino, que direta ou indiretamente contribuíram para o meu crescimento a nível técnico, profissional e pela prestabilidade que sempre demonstraram.

Quero agradecer e expressar toda a minha admiração aos meus pais, por desde sempre serem o exemplo ideal para mim e por terem sido os principais impulsionadores desta fase da vida em que me encontro.

Por fim, mas certamente das pessoas mais importantes ao longo do período académico, agradeço à Patrícia Onofre, que para além de namorada, é uma amiga excecional, e também aos meus familiares e amigos, sem os quais seria impensável chegar ao fim desta etapa.

Resumo

O presente relatório descreve o trabalho realizado durante o estágio efetuado na empresa Barata & Marcelino Engenharia Energética S.A., que teve uma duração de seis meses.

O estágio teve lugar na área operacional de Coimbra, no qual a empresa presta serviços à EDP Distribuição S.A.. Grande parte dos trabalhos realizados tiveram como tema central a distribuição de energia elétrica em baixa e média tensão.

O relatório inicia com uma pequena apresentação da empresa onde se realizou o estágio, bem como a apresentação dos objetivos propostos para o estágio.

No relatório será feita uma pequena introdução a cada área de trabalho no qual foi realizado o estágio e ainda a apresentação de alguns termos técnicos que foram tidos em conta durante a execução das diversas tarefas.

No relatório está presente a análise das várias etapas da execução das linhas de média tensão que se situam na vila de Oleiros e na aldeia de São João do Campo. Durante o acompanhamento dos trabalhos nas linhas mencionadas foi possível ao autor analisar os mapas de medições das obras acompanhadas, fazer o aprovisionamento do caderno de encargos para o cliente (EDP) e proceder à receção do auto de medições dos projetos a implementar.

No presente relatório é apresentado um estudo do cálculo mecânico e elétrico de uma linha aérea de 15kV que serve para alimentar uma urbanização situada em São João do Campo.

O autor acompanhou os trabalhos de expansão e manutenção da rede elétrica de baixa tensão onde foram rececionados, analisados e processados os vários mapas de medição das obras a realizadas.

Em anexo ao presente relatório são apresentados os diversos documentos que foram elaborados e alguns artigos a ter em conta ao longo do estágio que serviram de Conhecimento do caderno de encargos para o cliente EDP.

Abstract

This report represents the work done in the company Barata & Marcelino Engenharia Energética S.A. which lasted 6 months.

It begins with a short introduction of the company where he held the stage, as well with the presentation of his objectives

After that he made a small presentation of each one of the work areas in which he inserted some technical terms taking into account when implementing the various tasks.

In this report, the analysis of the various stages of the implementation of medium voltage lines that lie in the village of Oleiros and the village of São João do Campo. During the follow up work mentioned the author was able to analyze the maps of measurements of works accompanied, do supply specifications for the client (EDP) and proceed to the receipt of the report of measurements of projects to implement.

Also, a study of the mechanical and electrical calculation of a 15kV overhead line that serves to feed an urbanization located in São João do Campo is presented. The stage was held in the operational area of Coimbra, where the company provides services to EDP Distribution S.A. Much of the work done has as its central theme the distribution of electricity in low voltage and medium voltage.

In the present report he analyzes the various stages of implementation of a medium voltage line and some work done on the low voltage of systems distribution energy.

Attached to this report are presents the various documents and articles drawn up to take into account during the stage that served as the basis for some conclusions.

Índice

Agradecimentos.....	i
Resumo	v
Abstract.....	vii
Índice	ix
Índice de Figuras	xv
Índice de Tabelas	xix
Nomenclatura.....	xx
Abreviaturas:	xx
Simbologia:	xxii
1-Introdução.....	1
1.1-Enquadramento.....	1
1.2-Objetivos.....	2
1.3-Estrutura do Documento.....	3
2-Apresentação da empresa onde se realizou o estágio.....	5
3-Linhas de média tensão	7
3.1-Elementos que constituem as linhas aéreas de média tensão	7
3.1.1-Condutores	7
3.1.2-Apoios utilizados em linhas de média tensão	8
3.1.2.1- Classificação de apoios	9
3.1.2.1.1-Apoios alinhamento	9
3.1.2.1.2-Apoios do tipo ângulo.....	10
3.1.2.1.3-Apoios do tipo alinhamento com derivação.....	10
3.1.2.1.4-Apoios do tipo fim de linha	10
3.1.2.1.5-Apoios do tipo reforço alinhamento	11
3.1.2.1.6-Apoios do tipo ângulo com derivação	11
3.1.3-Isoladores	12
3.1.4-Armações	14
3.1.5-Tipos de esforços	16
3.1.5.1-Esforços Horizontais transversais	16
3.1.5.2-Esforços Horizontais longitudinais.....	16
3.1.5.3-Esforços Horizontais verticais	16
3.2-Cálculo mecânico de linhas aéreas MT	17
3.2.1-Fundações	17

3.2.2- Profundidade das fundações dos apoios	19
3.2.3-Verificação da estabilidade dos maciços	20
3.2.4-Distâncias regulamentares entre condutores e elementos exteriores à linha	20
3.2.4.1-Distâncias mínima dos condutores em relação as habitações	20
3.2.4.2-Distâncias dos condutores a obstáculos diversos	20
3.2.4.3-Distâncias dos condutores em relação ao solo	20
3.2.4.4-Distâncias mínima entre os condutores e as árvores	20
3.2.4.5-A distância estabelecida entre os condutores	20
3.2.5-Estados atmosféricos	20
3.2.6-Ação dos agentes atmosféricos sobre as linhas	25
3.2.7-Tensão máxima aplicada nos vãos de uma linha aérea de média tensão.....	25
3.2.8-Coefficientes de sobrecarga	26
3.2.9-Vão crítico	27
3.2.10-A tensão de montagem	27
3.2.11-Determinação da regulação de flechas	28
3.3-Cálculo elétrico	30
3.3.1-Dimensionamento da corrente de serviço	30
3.3.2-Dimensionamento das perdas de energia	31
3.3.3-Cálculo da máxima corrente de curto-circuito admissível	32
3.3.4-Cálculo das quedas de tensão	33
3.4-Conclusão.....	35
4-Rede de Baixa Tensão	37
4.1-Introdução	37
4.2-Assistência à rede e a clientes	38
4.2.1-Ligação de um novo cliente BT	39
4.2.2-Método de processamento de execução de projeto de remodelação de um ramal ou ligação de um novo cliente a rede por parte da EDP	40
4.2.3-Níveis de tensão de ligação à rede.....	41
4.3-Tipos de Infraestruturas de Ligação à rede	43
4.3.1-Ligação de clientes a redes aéreas	43
4.3.2-Ligação a redes subterrâneas	43
4.3.3-Ligação a redes mistas.....	44
4.4-Equipamentos a utilizar em trabalhos de baixa e média tensão	45
4.4.1-Caixa de portinhola	45
4.4.2-Fusíveis e respectivas bases	47

4.4.3-Caixas de contagem (caixa de contador)	47
4.4.4-Condutores utilizados nos ramais de BT	48
4.5-Exemplos de ligação de caixas de contador e portinhola	48
4.5.1-Redes aéreas.....	49
4.5.1.1-Ligação a edifícios com e sem pilar.....	49
4.5.1.2-Edifício sem Muro	49
4.5.2-Redes subterrâneas.....	50
4.5.2.1- Edifício com Muro.....	50
4.5.2.2-Redes sem Muro	50
4.5.3-Ligação de edifícios coletivos.....	51
4.6-Dimensionamento de rede BT	52
4.6.1-Cálculos elétricos para efetuar o dimensionamento de novos clientes	52
4.6.1.1-Queda de tensão	52
4.6.1.2-Corrente de serviço	52
4.6.1.3-Proteção contra sobre cargas.....	52
4.6.1.4.-Corrente de curto-circuito	52
4.6.1.5-Comprimentos máximos protegidos contra curto-circuitos (Lmax).....	52
4.6.1.6-Seletividade de Proteções	52
4.6.2-Redes iluminação pública	58
4.6.2.1-Método teórico	58
4.6.2.2-Software INDALWIN.....	60
4.6.2.2.1-Método utilizado pelo INDALWIN para determinar as distâncias entre luminárias.....	61
4.6.2.2.2-Exemplo de inserção de dados.....	63
4.6.2.3-Distribuição dos pontos de luz nos cruzamentos	64
4.6.2.4-Ligações dos circuitos de iluminação pública	65
4.6.2.5-Circuito terras da rede de iluminação pública.....	66
4.7-Conclusão	67
5-Tarefas de manutenção acompanhadas durante o estágio	69
5.1-Introdução.....	69
5.2-Manutenção das redes de iluminação pública (RIP's).....	69
5.3-Manutenção e implementação de postos de transformação	70
5.3.1-Classificação dos postos de transformação:.....	71
5.3.1.1-Aéreos (tipo A, AS ou AI)	71
5.3.1.2-Cabina Alta (tipo CA1 ou CA2)	71

5.3.1.3-Cabina Baixa/pré-fabricado.....	71
5.3.2-Ações de inspeção em PT's.....	74
5.3.3-Ações de manutenção de PT's.....	74
5.3.4-Material de proteção individual utilizado pelos técnicos de limpeza dos postos de transformação	76
5.4-Trabalhos realizados nas redes em tensão.....	78
5.4.1-Abertura e fecho de circuitos elétricos	78
5.4.2-Abertura e fecho de circuitos elétricos em vazio	78
5.4.3-Abertura e fecho de circuitos elétricos em carga	78
5.4.4-Manutenção de seccionador	79
5.4.5-Montagem de apoio em alinhamento	80
5.5-Conclusão.....	82
6- Planificação, montagem e execução de trabalhos.....	83
6.1-Dimensionamento da linha aérea de média tensão de S. João do Campo	83
6.1.1-Cálculo elétrico de São João do Campo.....	85
6.1.1.1-Dimensionamento da corrente de serviço	85
6.1.1.2-Perdas de energia.....	85
6.1.1.3-Derminação da intensidade da corrente de curto-circuito máxima admissível ...	85
6.1.1.4-Determinação das quedas de tensão	85
6.1.2-Cálculo mecânico	91
6.1.2.1-Hipóteses de cálculo.....	91
6.1.2.1.1-Hipóteses de cálculo dos apoios de ângulo	91
6.1.2.1.2-Hipóteses de cálculo dos apoios de derivação.....	95
6.1.2.1.3-Cálculo dos esforços aplicados no apoio ângulo.....	96
6.1.2.1.4-Cálculo dos esforços aplicados no apoio derivação	98
6.1.2.2-Afastamento entre condutores	102
6.1-Conclusão.....	107
7-Descrição da execução de trabalhos	109
7.1-Introdução	109
7.2-Piquetagem.....	109
7.3- Fundações.....	110
7.4-Passagem de condutores.....	113
7.5-Regulação de linhas (condutores)	114
7.6-Ligações à terra	115
7.6.1-Posto de transformação:	116

7.9-Conclusão	118
8-Conclusão e perspectivas de desenvolvimentos futuros	119
9-Bibliografia	121
Anexo I	125
Perfil da linha (São João do Campo)	125
Anexo II.....	127
Mapa de medições (São João do Campo)	127
Anexo III	129
Cálculo mecânico.....	129
Determinação da tensão de montagem.....	131
Determinação das flechas dos condutores.....	138
Determinação das distâncias mínimas entre os condutores	138
Anexo IV	139
Verificação da estabilidade dos apoios.....	139

Índice de figuras

Figura 2.1 - Logotipo da empresa Barata & Marcelino S.A.....	5
Figura 3.1-Conductor alumínio com alma de aço	8
Figura 3.2-Representação dos esforços exercidos num apoio em alinhamento.	9
Figura 3.3-Representação dos esforços exercido num apoio em ângulo.....	10
Figura 3.4-Representação dos esforços exercidos num apoio em alinhamento com derivação	10
Figura 3.5-Representação dos esforços exercidos num apoio em fim de linha	11
Figura 3.6-Representação dos esforços exercidos num apoio em alinhamento	11
Figura 3.7-Representação dos esforços exercidos num apoio em ângulo com derivação.....	12
Figura 3. 8-Fenómenos que provocam o mau isolamento dos isoladores	13
Figura 3.9-HRFSC (Esteira Horizontal reforçada).....	14
Figura 3.10-TAL (Triângulo inserido num apoio em Alinhamento).....	14
Figura 3.11-TAN (Triângulo num apoio Ângulo).....	14
Figura 3.12-GAL (Galhardete inserido num apoio em Alinhamento)	15
Figura 3.13-GAN (Galhardete inserido num apoio em Ângulo).....	15
Figura 3.14-VAL (Esteira Vertical inserido num apoio em Alinhamento).....	15
Figura 3.15-VAN (Esteira Vertical inserido num apoio em Ângulo)	15
Figura 3.16-HPT4 (Esteira Horizontal, utilizada em apoios fim de linha albergando PT aéreo)	16
Figura 3. 17-Maciços para apoio de betão e para apoio metálico	18
Figura 3. 18-Distância dos condutores a edifícios.....	22
Figura 3. 19-Fluxograma que permite determinar o estado mais desfavorável de montagem .	28
Figura 3. 20-Vão desnivelado e vão em patamar respetivamente	29
Figura 4.1-Topologia radial de uma rede de baixa tensão.....	37
Figura 4 2-Sistema de Gestão de Equipas (GME).....	38
Figura 4.3-O resumo do processo necessário para se efetuar uma ligação à rede de baixa tensão	40
Figura 4. 4-Ligação de clientes a partir de uma rede aérea	43
Figura 4. 5-Ligação a clientes através de uma rede subterrânea	44
Figura 4. 6-Ligação de um cliente através de uma Rede Mista.....	45
Figura 4. 7-Esquema de ligação de um cliente	46
Figura 4. 8-Caixa de portinhola.....	47
Figura 4.9-Ligação a partir de rede aérea de edifícios com uma instalação de utilização dotados de muro com pilar à esquerda e sem pilar à direita da imagem	49
Figura 4.10-Ligação a partir de rede aérea de edifícios com uma instalação de utilização sem muros ou pilar.....	49
Figura 4.11-Ligação a partir de rede aérea de edifícios com uma instalação de utilização dotados de muro com pilar à esquerda e sem pilar à direita da imagem	50

Figura 4.12-Ligação a partir de rede aérea de edifícios com uma instalação de utilização dotados de muro com pilar à esquerda e sem pilar à direita da imagem.....	51
Figura 4.13-Ligações em instalações coletivas	51
Figura 4.14-Método da determinação da iluminância utilizado pelo INDALWIN	61
Figura 4.15-Método de pontos utilizado pelo INDALWIN.....	61
Figura 4.16-Inserção de dados no INDALWIN	63
Figura 4.17-Dados obtidos sobre os níveis de iluminação do INDALWIN	63
Figura 4.18-Regras de disposição das armaduras num entroncamento	64
Figura 4.19-Regras de disposição das armaduras numa curva	64
Figura 4.20-Ligação de rede aérea I.P. a um PT.....	65
Figura 4.21-Ligação da rede aérea I.P. a infraestruturas já existentes.....	65
Figura 4.22-Ligação de rede subterrânea I.P. a um PT.....	65
Figura 5.1-Exemplo da receção de uma ordem de serviço no PDA de um técnico.....	70
Figura 5.2-a) Seccionador (utilizado em P.T.AS á esquerda). b)Seccionador Interruptor (utilizado em P.T.AI á direita)	71
Figura 5.3-PT AS á esquerda e PT AI á direita	72
Figura 5.4-Posto de Transformação de cabine alta	73
Figura 5.5-PT cabine baixa com localização na urbanização Figueira de Lorvão	74
Figura 5.6-Intervenção TET numa manutenção de um PT (Poiars)	77
Figura 5.7-Abertura de Arcos em tensão com DMC's (Granja).....	79
Figura 5.8-Implementação do apoio nº31 da obra de Oleiros.....	80
Figura 5.9-Ferramentaria TET utilizada na implementação do apoio nº33 na LAMT em Oleiros.....	81
Figura 6.1-Localização da rede aérea de média tensão de São João do Campo	84
Figura 6.2-Levantamento topográfico da Bora de São João do Campo	85
Figura 6.3-Esquema representativo de uma armação GAN.....	89
Figura 6.4-Esquema representativo de uma armação HRF.....	89
Figura 6.5-Representação dos esforços exercido num apoio em ângulo	96
Figura 6.6-Representação de um apoio derivação	99
Figura 7.1-Exemplo de piquetagem de uma linha Urbanização São João do Campo	110
Figura 7.2-Exemplo de como devem ser executadas piquetagem	110
Figura 7.3-Abertura de caboucos de um apoio metálico (Oleiros).....	111
Figura 7.4-Regulação das bases de um apoio metálico (Oleiros).....	111
Figura 7.5-Diversas etapas de betonagem de um apoio de betão	112
Figura 7.6-Reposição pavimentos.....	113
Figura 7.7- Determinação da flecha de montagem num vão nivelado.....	114
Figura 7.8-Sistema de terras apoio MT.....	115
Figura 7.9-LAMT ligação à terra.....	115
Figura 7.10-Sistema de terras de posto de transformação aéreo	117
Figura AIV. 1-Lista de apoios MT a utilizar em LAMT	144

Índice de tabelas

Tabela 3.1-Índices do coeficiente de compressibilidade a 2m de profundidade	19
Tabela 3.2-Constante do material condutor (determinação da corrente de curto-circuito máxima admissível).....	32
Tabela 3.3-Coefficiente de temperatura para determinação da corrente de curto-circuito máxima admissível	33
Tabela 4.1-Characterização dos níveis de Tensão	41
Tabela 4.2-Escalões de potência contratável em baixa tensão normal.....	42
Tabela 4.3-Potências recomendadas para os Postos de Transformação a aplicar em clientes particulares	42
Tabela 4.4-Characterísticas de condutores a utilizar em linhas aéreas BT	48
Tabela 4.5-Characterísticas dos fusíveis de proteção	56
Tabela 4.6-Comprimentos máximos admissíveis (Lmax) em redes subterrâneas em função do fusível usado na proteção da canalização contra curto-circuito (In)	56
Tabela 4.7-Characterísticas dos condutores nomalizados pela EDP utilizados em redes subterrâneas e aéreas	58
Tabela 4.8-Representação das várias classes de iluminância para os vários tipos de via	60
Tabela 5.1-Classificação dos Postos de Transformação Aéreos	72
Tabela 6.1-Characterísticas dos condutores de alumínio em alma de aço (solidal)	86
Tabela 6.2-Valores da secção económica dos condutores.....	86
Tabela AIV. 1-Dimensionamento dos esforços exercidos nos apoios	141
Tabela AIV. 2-Conversão de grados para ângulos	143
Tabela AIV. 3-Determinação dos ângulos $\beta_1, \beta_2, \beta_d$	143
Tabela AIV. 4-Referência dos apoios MT implementados na obra de São João do Campo..	144

Nomenclatura

Abreviaturas:

AO - Área Operacional;

AT - Alta Tensão;

BT - Baixa Tensão;

BTN - Ligação de Baixa Tensão Normal;

BTE - Ligação de Baixa Tensão Especial;

EDP - Energias de Portugal;

IEC - Comissão Eletrotécnica Internacional;

RRC - Regulamento de relações comerciais;

DL - Decreto-lei;

DTI - Direção de Tecnologia e Inovação;

DST - Descarregadores sobretensão;

DMC's - Dispositivo que serve para abrir ou fechar circuitos em carga;

IP - Iluminação Pública;

NIF - Numero de Identificação Fiscal;

MAT - Muito Alta Tensão;

MT - Média Tensão;

PFE - Ponto de Fornecimento de Energia;

PT - Posto de Transformação;

PT AI - Posto de Transformação Aéreo com Interruptor;

PT AS - Posto de Transformação Aéreo com Seccionador;

QGBT - Quadro Geral Baixa Tensão;

R.S.L.E.A.T. - Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão;

TAL - Triângulo inserido num apoio em alinhamento;

TAN - Triângulo inserido num apoio ângulo;

TET - Trabalho em tensão;

HRFSC - esteira horizontal reforçada;

GAL - Galhardete inserido num apoio em alinhamento;

GAN - Galhardete inserido num apoio em alinhamento ângulo;

GME - Gestão móvel de empresas;

VAL - Esteira vertical inserido num apoio de alinhamento;

VAN - Esteira vertical inserido num apoio de ângulo;

HTP4 - Esteira horizontal utilizada em apoio fim de linha;

LAMT- Linha aérea de média tensão;

Simbologia:

Cálculo elétrico:

W - Watt;

kW - Kilowatt

MW - Megawatt;

% - Percentagem;

I_{cc} - Corrente de curto-circuito;

I_s - Corrente de serviço;

P - Potência;

U_s - Tensão simples;

U_c - Tensão composta;

l - Distância;

X - Reactância;

L - Indutância;

h - Altura;

ΔU - Queda de tensão;

S - Secção do condutor;

R - Resistência do condutor;

r - raio do condutor;

ρ - Resistividade do condutor;

ρ_F - Resistividade do condutor de fase;

ρ_N - Resistividade do condutor neutro;

LF - Comprimento do condutor de fase, em m;

LN - Comprimento do condutor de neutro, em neutro;

SF - Secção do condutor de fase, em mm²;

SN - Secção do condutor de neutro, em mm².

Cálculo mecânico:

He - Profundidade das fundações dos apoios;

H - Altura;

D - distância;

f - Flecha máxima dos condutores (metros).

F - Força proveniente da acção do vento (N);

K - Coeficiente que está dependente da natureza dos condutores.

A - Coeficiente de redução;

c - Coeficiente que varia com os condutores e cabos de guarda nos apoios e travessas nos isoladores;

q - Pressão dinâmica do vento;

S - Área da superfície do condutor batido pelo vento;

Tr - Tensão de rutura dos condutores;

Tseg - Tensão máxima de serviço;

Wg - Peso específico do gelo (kg.);

Wv - Peso específico volumétrico do condutor (kg/m);

Dt - Diâmetro do Total (mm);

Dr - Diâmetro do condutor (mm);

W - Peso do próprio condutor (/m);

Tmax - Tensão máxima;

A - Coeficiente de dilatação térmica;

s - Secção real do condutor (mm);

θ_1, θ_2 - Temperatura no estado atmosférico de inverno e de primavera;

M_1, M_2 = Coeficientes de sobrecarga dos estados atmosféricos de inverno e de primavera respetivamente;

1-Introdução

1.1-Enquadramento

A distribuição de energia elétrica tem um papel fundamental no bem-estar da população e funcionamento da sociedade atual, pelo que devemos abordá-la seriamente, dando-lhe importância tanto a nível técnico como prático.

O aumento do número de consumidores e do consumo de energia elétrica, a integração do crescente número de unidades de produção dispersa, a necessidade da redução das emissões de gases de efeito de estufa, exigem uma contínua expansão e manutenção da rede elétrica, de modo a garantir um serviço com os níveis de segurança e de qualidade exigidos [Nelson Brás, 2012].

A utilização de linhas aéreas é a forma mais económica para se fazer o transporte e distribuição de energia elétrica. A construção de linhas elétricas envolve diversas áreas de engenharia, como eletrotecnia, civil, mecânica e de estruturas. As linhas elétricas devem ser projetadas para serem estabelecidas e operarem em condições de variação de temperatura, podendo, inclusive, estar sujeitas à formação de gelo nos condutores e apoios [Nelson Brás, 2012].

Em Portugal, pode afirmar-se que existem quatro níveis de redes aéreas, sendo estas as linhas de Baixa Tensão (BT) (400 V/230 V), Média Tensão (MT) (30kV, 15kV, 6 kV), Alta Tensão (AT) (100 kV, 60 kV) e Muito Alta Tensão (MAT) (400kV, 220kV, 150 kV).

Este relatório tem como principal objetivo demonstrar as várias atividades desenvolvidas no setor da distribuição de energia, com especial foco na instalação.

O autor apresenta fundamentalmente uma descrição do trabalho desenvolvido durante o estágio, onde se analisam algumas das tarefas associadas às redes elétricas de Baixa (BT) e Média Tensão (MT).

O trabalho decorreu em contexto operacional, durante seis meses, ao serviço “Barata e Marcelino SA”. Durante este período foram desenvolvidas pelo autor tarefas e projetos aplicados no contexto real. O autor acompanhou o dia-a-dia dos processos envolvidos na distribuição de energia elétrica, incluindo: a construção de novos troços, gestão de materiais,

gestão de equipas, acompanhamento de todo o processo de instalação de ramais para novos clientes, assim como várias questões englobadas nas atividades de orçamentação.

Devido à riqueza e variedade das atividades e conceitos apreendidos nesta área o autor optou por demonstrar as atividades dos técnicos durante todo o processo de instalação e manutenção. Todas as atividades seguem um objetivo e nesse sentido, é necessária uma análise e verificação permanente aos processos que diariamente são implementados, para garantir os objetivos propostos.

O estágio teve como objetivo a integração no mundo do trabalho, o que obrigou o autor a assumir responsabilidades, a aplicar os conhecimentos teóricos em situações práticas, a desenvolver capacidades de decisão e a superar os desafios que lhe tinham sido propostos.

1.2-Objetivos

No início do estágio foi elaborado uma lista de tarefas através das quais o autor poderia contribuir, durante o mesmo, proporcionando o bom funcionamento da empresa considerando as disponibilidades e necessidades da mesma.

Foram definidos pela empresa à responsabilidade do Engenheiro Alexandre Antunes e com orientação da Professora Doutora Cristina Faustino Agreira os seguintes objetivos para o estágio:

1. Aquisição de conhecimentos no âmbito de redes de distribuição:
 - Guias técnicos.
2. Acompanhamento de obras de Baixa e Média Tensão:
 - Receção do auto de medição /Projeto.
 - Análise dos mapas de medições.
 - Conhecimento do caderno de encargos para o cliente EDP.
 - Aprovisionamento de materiais.
 - Execução de obras.
3. Assistência a rede e a clientes.
4. Ligação de novos clientes BT/ área comercial.

1.3-Estrutura do Documento

O presente relatório encontra-se dividido em oito capítulos.

No primeiro capítulo são apresentados os objetivos do trabalho, assim como um pequeno resumo de cada um dos capítulos que constituem o documento.

No segundo capítulo, é feita apresentação da empresa onde foi realizado o estágio.

No terceiro capítulo, é abordado o tema das redes de Média Tensão, desde a sua construção, passando pelos materiais utilizados. Neste capítulo são ainda apresentados os métodos que permitem dimensionar o cálculo elétrico e mecânico de linhas aéreas de média tensão.

No quarto capítulo, é feito o enquadramento as redes de baixa tensão a nível da distribuição de energia e da iluminação pública. Neste capítulo são mencionados os elementos que as constituem a rede de distribuição de energia de baixa tensão e as metodologias a ter em conta na planificação de redes de iluminação pública.

No capítulo quinto, são discriminadas tarefas de manutenção de redes de iluminação pública e postos de transformação e trabalhos em tensão.

No capítulo seis é apresentado o dimensionamento do cálculo elétrico e mecânico da obra de São João de Campo (obra que o autor acompanhou durante o período de estágio).

No capítulo sete são descritas e discriminadas as tarefas de implementação das obras de linhas de média tensão em São João do Campo e de Oleiros.

No último capítulo são finalmente apresentadas as principais conclusões deste trabalho.

2-Apresentação da empresa onde se realizou o estágio

A empresa Barata & Marcelino Engenharia Energética S.A. foi fundada em 1985 e encontra-se sedeadada em Adémia de Cima, Coimbra. A empresa tem como missão a conceção, execução e gestão de obras públicas e privadas, com a qualidade que é reconhecida por forma a obter a satisfação e corresponder as exigências impostas pelos clientes, cumprindo as normas de segurança e higiene no trabalho e o respeito pelo meio ambiente. A figura 2.1 representa o logotipo da empresa onde o autor realizou o estágio.



Figura 2. 1 - Logotipo da empresa Barata & Marcelino S.A.

As áreas de negócio da empresa são:

- Instalação e manutenção de infraestruturas de distribuição de energia elétrica de Média e Baixa Tensão.
- Projetos e execução de sistemas de micro produção de energia elétrica através de sistemas de painéis fotovoltaicos e solares.
- Topografia: A topografia é muito importante e deve ser tida em conta quando se efetuam orçamentos de projetos, porque através da análise e da determinação de medidas da área envolvente ao projeto, perímetro, localização e variações de relevo, permite aos orçamentistas ter uma melhor perceção em relação aos custos onde as infraestruturas serão implementadas.
- Infraestruturas de redes de telecomunicações.

3-Linhas de média tensão

Ao longo do período de estágio o autor acompanhou a coordenação, planificação e execução de alguns trabalhos de reestruturação e manutenção de infraestruturas de redes elétricas, danificadas pela queda de árvores ou por outro tipo de incidentes que possam pôr em causa o bom funcionamento da rede. A implementação de projetos de redes de energia compostos por novas infraestruturas, que tem como objetivo melhorar a qualidade de serviço da distribuição de energia, foi uma atividade exercida e acompanhada durante o período de estágio que permitiu enriquecer e solidificar os conhecimentos adquiridos durante o período académico.

Os procedimentos efetuados pela empresa “Barata & Marcelino SA” quando tem como tarefa a execução de um projeto de implementação de uma rede de média tensão são:

- Receção do projeto e execução de um levantamento com os dados dos proprietários dos terrenos onde está prevista a implementação da linha.
- Execução da piquetagem do terreno.
- Execução dos caboucos e dos maciços da fundação. O respetivo arvoamento de postes situados nas marcações efetuadas na fase de piquetagem.
- Execução dos trabalhos de passagem de linhas, amarrações e regulação de flechas.
- Acompanhamento de auditorias por parte de técnicos responsáveis da EDP.

3.1-Elementos que constituem as linhas aéreas de média tensão

3.1.1-Condutores

Os elementos condutores são os principais responsáveis pelo trânsito de potências de energia elétrica, sendo construídos com materiais de elevada condutividade elétrica, como o cobre ou o alumínio. Nas linhas de média tensão podem ser utilizados condutores nus de alumino-aço, cobre e ligas de alumínio. Atualmente os condutores de cobre apenas são utilizados em zonas marítimas devido a efeitos de corrosão.

Os condutores utilizados nos trabalhos de linhas aéreas de média tensão denominam-se como condutores multifilares em alumínio-aço e foram os usados durante o estágio.

Os condutores de alumínio-aço são constituídos com uma alma-aço que é envolvida por várias camadas de alumínio, sendo estas camadas enroladas em hélice.

Este tipo de condutores é constituído de forma multifilar o que torna este tipo de condutor mais flexível. A tração mecânica é assegurada exclusivamente pela parte interior (aço) do condutor e a passagem de corrente alternada é assegurada exclusivamente pelo alumínio que se encontra na superfície do condutor. A figura 3.1 representa constituição física do condutor alumínio aço [Octávio Madureira, 2009].

As principais vantagens dos condutores de alumínio-aço relativamente aos condutores de cobre são:

- Custo mais reduzido;
- Um maior diâmetro permite reduzir o efeito coroa;
- Maior resistência mecânica que torna o condutor mais leve, permitindo maiores trações mecânicas e como consequência uma redução na flecha dos condutores e o aumento da distância entre os apoios, permitindo assim diminuir o número de apoios no traçado da linha bem como a altura dos mesmos.

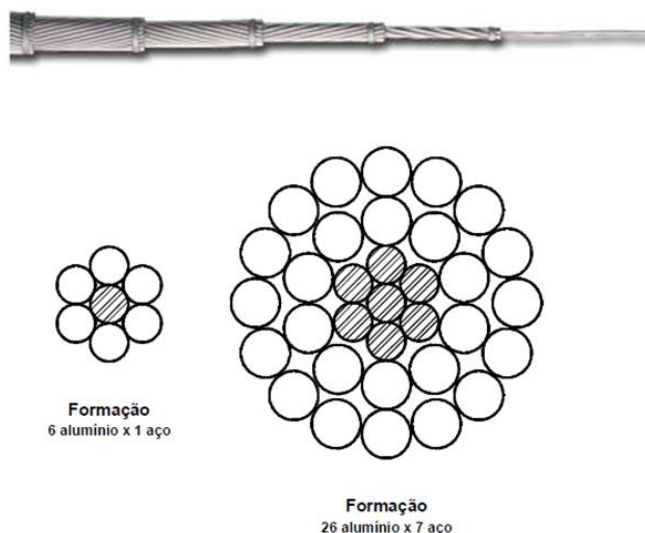


Figura 3. 1-Conductor alumínio com alma de aço [Octávio Madureira, 2009]

3.1.2-Apoios utilizados em linhas de média tensão

Numa linha aérea um apoio é constituído pelo poste, fundação e pelos elementos que suportam os condutores.

Na atualidade existem dois tipos de apoios nas redes aéreas de distribuição de energia, os apoios de betão e os apoios metálicos, sendo os apoios de betão preferencialmente

adotados porque apresentam um menor custo de implementação e têm também a vantagem de possuírem uma menor área de fundações comparativamente aos postes metálicos.

Os postes metálicos só são utilizados quando o acesso ao local é muito ingreme ou de difícil mobilização para os meios utilizados no transporte e para levantar os apoios de betão. Tornando-se deste modo mais fácil a aplicação de um apoio metálico, sendo este transportado e montado por várias etapas no local. Um apoio de betão com mais de vinte e dois metros precisa de transporte especial e nem sempre o veículo consegue efetuar o transporte do mesmo até à fundação onde o poste vai ser elevado.

Os fatores a ter em conta na escolha do tipo de apoios são:

- Local onde os apoios serão implementados;
- Custo de mão-de-obra na aplicação;
- Esforços a que estão sujeitos;
- Altura dos apoios;

3.1.2.1-Classificação de apoios

3.1.2.1.1-Alinhamento

Os apoios em alinhamento são utilizados em locais onde não sejam necessárias derivações ou que o formato da linha seja retilíneo [EDP,1992]. A figura 3.2, esboça os esforços que são exercidos num apoio em alinhamento.

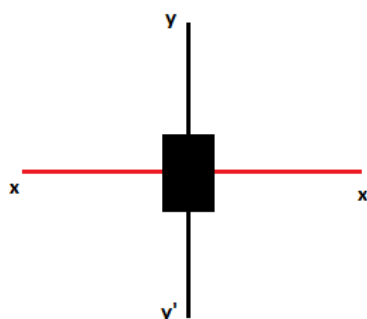


Figura 3. 2-Representação dos esforços exercidos num apoio em alinhamento

3.1.2.1.2-Apoios do tipo ângulo

Este tipo de apoios corresponde aos apoios situados num ângulo da linha [EDP,1992]. A figura 3.3, esboça os esforços que são exercidos num apoio em ângulo.

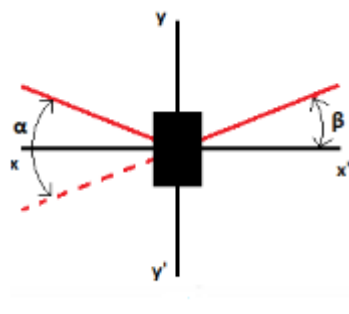


Figura 3. 3-Representação dos esforços exercido num apoio em ângulo

3.1.2.1.3-Apoios do tipo alinhamento com derivação

São apoios nos quais são estabelecidas uma ou mais derivações para outras linhas ou para Postos de transformação [EDP, 1992]. A figura 3.4, esboça os esforços que são exercidos num apoio em alinhamento com derivação.

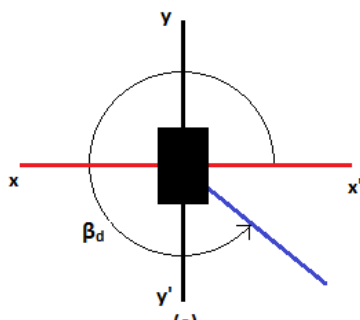


Figura 3. 4-Representação dos esforços exercidos num apoio em alinhamento com derivação

3.1.2.1.4-Apoios do tipo fim de linha

Os apoios em fim de linha têm como característica a capacidade de suportar a totalidade dos esforços impostos pelos condutores de um só lado da linha, sendo utilizados em

loais onde se efetua a passagem de rede aérea a subterrânea [EDP,1986]. A figura 3.5, esboça o esforço que é exercido num apoio em fim de linha.

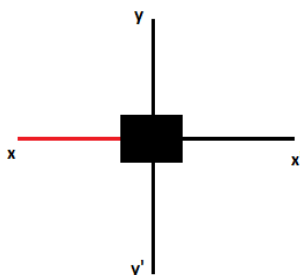


Figura 3. 5-Representação dos esforços exercidos num apoio em fim de linha

3.1.2.1.5-Apoios do tipo reforço alinhamento

Este tipo de apoios têm a mesma função dos apoios em alinhamento mas é utilizado quando suporta trações mais elevadas [EDP, 1992]. A figura 3.6, esboça os esforços que são exercidos num apoio do tipo reforço em alinhamento.

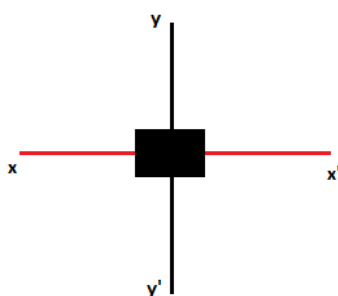


Figura 3. 6-Representação dos esforços exercidos num apoio em alinhamento

3.1.2.1.6-Apoios em ângulo com derivação

São apoios nos quais são estabelecidas uma ou mais derivações para outras linhas ou para Postos de Transformação, situados num ângulo da linha [EDP, 1992]. A figura 3.7, esboça os esforços que são exercidos num apoio em ângulo com derivação.

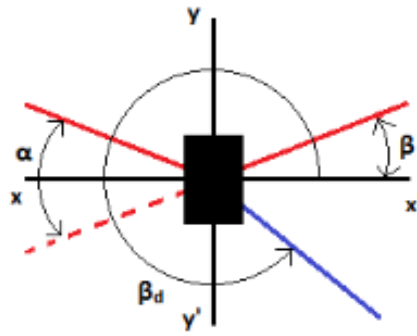


Figura 3. 7-Representação dos esforços exercidos num apoio em ângulo com derivação

3.1.3-Isoladores

Os isoladores têm como função evitar a passagem de corrente elétrica entre os condutores e os apoios evitando deste modo um curto-circuito fase-terra. Os isoladores são utilizados nas cadeias de amarração ou suspensão e suportam os esforços mecânicos exercidos pelos condutores [EDP, 1992].

A figura 3.8 retrata os fatores que provocam o mau isolamento dos isoladores.

As cadeias de isoladores são constituídas por vários elementos de porcelana ou vidro. Apesar das características isolantes, os isoladores nem sempre conseguem evitar a passagem de corrente entre os condutores e os apoios, devido aos seguintes fatores:

- Condução Superficial: verifica-se quando a chuva o gelo ou poeiras cobrem toda a área dos isoladores podendo deste modo verificar-se condutividade nas paredes exteriores dos isoladores [José Nunes, 2007].
- Perfuração dos isoladores: Quando existem incêndios florestais em locais onde se situam linhas elétricas aéreas, os isoladores ficam sujeitos a elevadas temperaturas perdendo algumas das propriedades dos materiais dando origem a microfissuras nas paredes dos isoladores, deste modo pode verificar-se condutividade de energia através da água da chuva ou de humidades que se pode infiltrar nas micro fissuras e deste modo originar um curto-circuito fase-terra [José Nunes, 2007].
- Por descarga disruptiva: existem situações em que a rigidez dielétrica do ar diminui, formando-se assim o arco elétrico entre o condutor e o apoio. Este tipo de situação pode

verificar-se em dias de temporais ou sobretensões que transitam nas linhas [José Nunes, 2007].



Figura 3. 8-Fenómenos que provocam o mau isolamento dos isoladores [José Nunes, 2007]

Como já foi mencionado anteriormente em linhas de alta e média tensão os isoladores são utilizados em cadeias de amarração em apoios de ângulo, fim de linha e de reforço. Os isoladores utilizados nas cadeias de suspensão utilizam-se em apoios de alinhamento. Esta informação está referida no artigo 38º do R.S.L.E.A.T. (Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão).

As cadeias de amarração podem classificar-se como simples ou reforçadas. No passado recente a diferença entre os dois tipos de amarrações consiste no número de isoladores que cada cadeia contém e no comprimento da linha de fuga.

3.1.4- Armações

As armações são dispositivos metálicos que se colocam no topo de um apoio onde são amarrados os condutores através dos isoladores. Existem diversas formas de armações sendo este elemento alvo de normalização por parte da EDP Distribuição, S.A [EDP, 1992]. As figuras 3.9; 3.10; 3.11; 3.12; 3.13; 3.14; 3.15 e 3.16 representam os vários tipos armações observados pelo autor durante o período de estágio.

Tipos de Armações utilizadas nas linhas aéreas de média tensão:

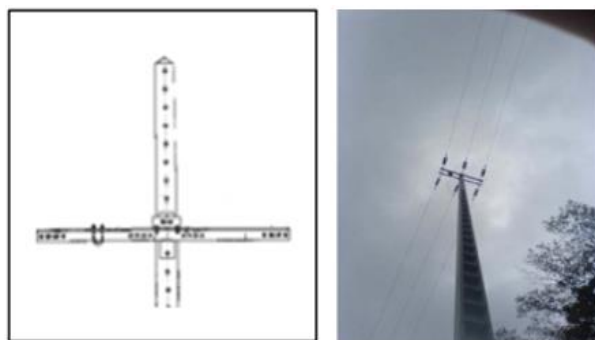


Figura 3. 9-HRFSC (Esteira Horizontal reforçada)

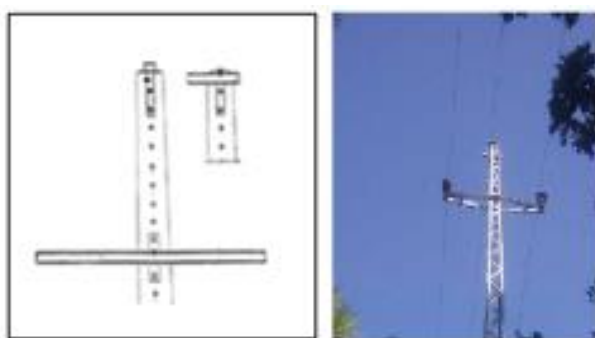


Figura 3. 10-TAL (Triângulo inserido num apoio em Alinhamento)

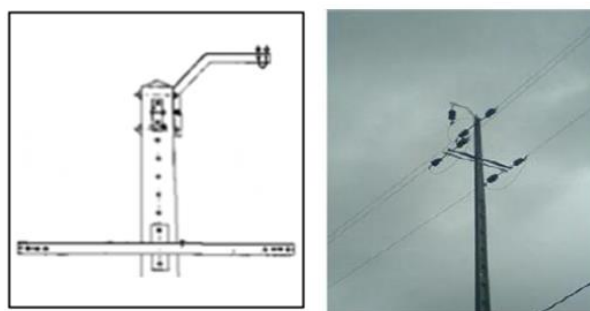


Figura 3. 11-TAN (Triângulo num apoio Ângulo)

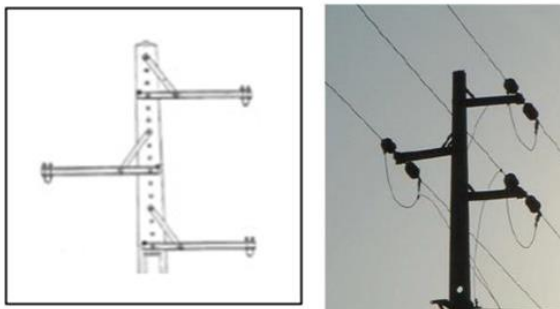


Figura 3. 12-GAL (Galhardete inserido num apoio em Alinhamento)

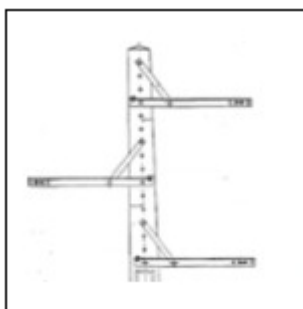


Figura 3. 13-GAN (Galhardete inserido num apoio em Ângulo)

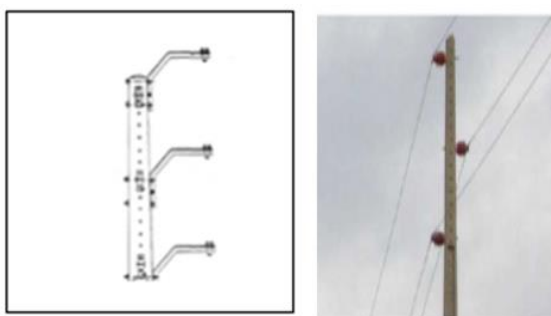


Figura 3. 14-VAL (Esteira Vertical inserido num apoio em Alinhamento)

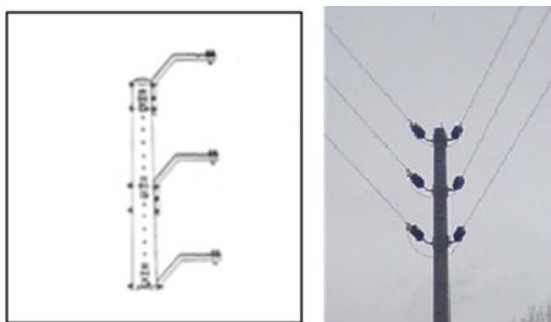


Figura 3. 15-VAN (Esteira Vertical inserido num apoio em Ângulo)

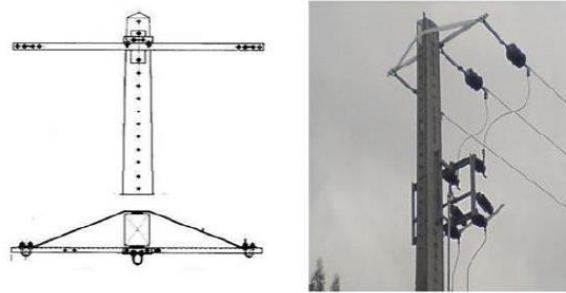


Figura 3. 16-HPT4 (Esteira Horizontal, utilizada em apoios fim de linha albergando PT aéreo)

3.1.5-Tipos de esforços

3.1.5.1-Esforços Horizontais transversais

Os esforços transversais resultam da força exercida pelo vento quando este sopra em sentido perpendicular aos traçados na linha elétrica, quando existe derivação ou quando os condutores formam um ângulo no apoio .

3.1.5.2-Esforços Horizontais longitudinais

Esforços mecânicos induzidos no apoio no caso de este suportar condutores apenas de um dos lados ou no caso dos vãos adjacentes serem desiguais.

3.1.5.3-Esforços verticais

Os esforços verticais exercidos nos apoios resultam do peso dos condutores, mas também se podem verificar em determinadas zonas onde seja favorável a formação de gelo nas linhas. O peso do gelo em vãos de grande comprimento também pode ser considerável [Octávio Madureira, 2009]

3.2-Cálculo mecânico de linhas aéreas MT

O cálculo mecânico tem como objetivo o dimensionamento dos apoios de modo a que estes consigam suportar os esforços exercidos pelos condutores elétricos, tendo em conta as forças resultantes dos fenómenos climatéricos mais adversos, garantido que os condutores se encontram a uma altura de segurança de acordo com o Regulamento para Linhas Aéreas de Alta Tensão ate 30kV -Edição DGE [R.L.A.A. T, 1986].

Os elementos a considerar no dimensionamento do cálculo mecânico são:

- Dimensionamento da tensão mecânica exercida pelos condutores durante a execução dos trabalhos de implementação dos cabos na linha, tendo em conta a condições climatéricas mais adversas.
- Dimensionamento da estabilidade dos apoios e consequentemente o tipo de apoio a utilizar com base no método das hipóteses referido no R.S.L.E.A.T, no ponto 1 do artigo 10º;
- Dimensionamento do maciço das fundações;
- Determinação dos apoios tendo em conta as características do fabricante (altura, esforços suportados);
- Análise do afastamento entre condutores de forma a evitar possíveis arcos elétricos que se possam formar quando existir uma eventual descarga.

3.2.1-Fundações:

As fundações servem para transmitir ao solo a resultante das forças exercidas no apoio. Deste modo a resultante das forças exercidas na fundação deve ser dimensionada de modo a não ocorrerem aumentos significativos dos comprimentos de flecha dos condutores suportados pelo apoio e de modo a que o apoio não ceda e consequentemente caia ao solo.

Segundo o artigo 74º do R.S.L.E.A.T o cálculo dos maciços deve ser feito com base no método de Sulzberger .

Para dimensionar os maciços da fundação dos postes é necessário ter em conta os seguintes aspetos:

- Natureza dos terrenos;
- Esforço a que estão expostos os apoios;
- Altura do apoio;
- Tipo de apoio (betão/armação metálica);

A figura 3.17 representa como são implementados os maciços nos apoios metálicos e nos apoios de betão.

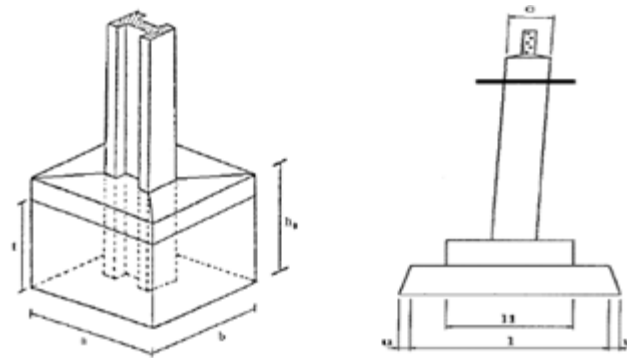


Figura 3. 17-Maciços para apoio de betão e para apoio metálico [Octávio Madureira,2009]

O método Sulzberger só é aplicável a maciços construídos sem cofragem e com enchimento total da cova aberta no solo e baseia-se nas seguintes hipóteses de cálculo:

- Hipótese 1: Admite-se que o terreno onde está encastrado o maciço de fundação se comporta elasticamente, quando se verificam pequenos deslocamentos do maciço, e que a reação do terreno é proporcional ao produto dos deslocamentos do maciço pelos módulos de elasticidade correspondentes. Estes são dados pelo coeficiente de compressibilidade do terreno, que traduz o esforço necessário em daN, para enterrar de 1 cm uma placa de 1 cm² de superfície [R.L.A.A. T, 1986].
- Hipótese 2: Admite-se, também, que para terrenos de natureza e composição uniforme, o coeficiente de compressibilidade é nulo à superfície do solo, aumentando de forma aproximadamente proporcional com a profundidade. [R.L.A.A. T, 1986].

Na tabela 3.1 estão representados os índices habituais do coeficiente de compressibilidade a 2m de profundidade para diferentes tipos de composição de solo.

Tabela 3. 1-Índices do coeficiente de compressibilidade a 2m de profundidade
[R.S.L.E.A.T, 1992]

Tipo de terreno		Coeficiente de compressibilidade a 2 m de profundidade (daN/cm^3)
Lodo, turfa e terreno pantanoso em geral		0
Areia fina e média, até 1mm de grão		6 a 8
Areia grossa até 3mm de grão com pelo menos 1/3 do volume de calhau rolado com 70mm de diâmetro		8 a 10
Terreno coerente (barro, argila)	Terreno mole	0
	Mole facilmente amassável	2 a 4
	Consistente amassável	5 a 7
	Médio	8
	Rijo	9

Durante o período de estágio, o dimensionamento do maciço geralmente não foi realizado pelo projetista, uma vez que existe informação relativamente às dimensões das fundações dos apoios fornecido pela EDP através do caderno de encargos. As condições e o volume dos maciços são alvo de auditoria por parte de técnicos especializados da EDP quando se efetua o auto de receção provisória.

3.2.2- Profundidade das fundações dos apoios

$$He = 0.1 * H + 0.5 \quad (\text{equação 3.1})$$

Onde:

- He = Representa a profundidade das fundações dos apoios(m).
- H = Altura total do apoio (m).

Segundo o artigo 73º do R.S.L.E.A.T. a expressão apresentada anteriormente permite determinar qual a profundidade a que o apoio deve estar inserido no solo.

3.2.3-Verificação da estabilidade dos maciços

A verificação da estabilidade dos apoios utilizados numa linha LAMT (Linha Aérea de Média Tensão) consiste em dimensionar o apoio tendo em conta todas as situações que podem existir considerando os seguintes fatores:

- Sobrecarga do vento exercido sobre os vários elementos da linha LAMT.
- Peso das travessas e ferragens dos apoios.
- Trações mecânicas que os apoios estão sujeitos com origem nos condutores da linha principal e eventuais derivadas.

Depois de analisados os fatores apresentados, o R.S.L.E.A.T e o documento “Recomendações para linhas aéreas de alta tensão até 30kV”, verificou-se que cada tipo de apoio é dimensionado tendo em conta as características dos vãos adjacentes, através de um conjunto de hipóteses de cálculo que permitem determinar os esforços travessais, longitudinais e verticais aplicados aos apoios de uma rede elétrica [R.S.L.E.A.T, 1992].

As hipóteses de cálculo mencionadas permitem obter os esforços exercidos nos apoios tendo em consideração os seguintes pressupostos:

- Linhas de média tensão com três condutores sem cabos de guarda.
- Pesos de isoladores e armações.
- Esforços do vento e isoladores e armações disponíveis.

Apesar das considerações dos pressupostos do R.S.L.E.A.T, e segundo o documento “Recomendações para linhas aéreas de alta tensão até 30kV” emitido pela EDP Distribuição, os esforços do vento, dos isoladores e das armações são considerados, assumindo um valor de 3daN, por condutor e de 12daN para esforços de vento, isoladores e armações.

3.2.4-Distâncias regulamentares entre condutores e elementos exteriores à linha

Segundo o regulamento R.S.L.E.A.T, existem distâncias mínimas a cumprir entre os condutores e os diversos elementos exteriores ou obstáculos encontrados no local de implementação de uma rede aérea de média tensão.

Em seguida serão apresentadas diversas expressões que permitem determinar as distâncias entre os condutores nus e os diversos obstáculos em condições de flecha máxima.

As situações apresentadas no presente ponto do relatório representam algumas das situações encontradas durante o acompanhamento dos diversos trabalhos ao longo do período de estágio.

3.2.4.1-Distância mínima dos condutores em relação as habitações

O artigo 29º do regulamento R.S.L.E.A.T faz referência à distância mínima a estabelecer entre os condutores e os edifícios, com exceção dos edifícios ao serviço da rede de distribuição de energia elétrica. As linhas aéreas de média tensão devem ser implementadas tendo em conta as seguintes condições:

- A distância dos condutores em relação as chaminés dos telhados e a todas as partes que constituem uma habitação que são suscetíveis de ser escaladas por pessoas não deve ser inferior à distância obtida pela seguinte expressão:

-

$$D = 0.3 + 0.0075U \quad (\text{equação 3.2})$$

Em que:

- D representa a distância mínima entre os condutores e a habitação;
- U representa em kV a tensão nominal da linha em questão.

No entanto o regulamento menciona que a distância mínima mencionada anteriormente não deveria ser inferior a 4m.

- Quando a travessia dos condutores que não ocorre por cima da casa mas, próximo das paredes laterais da habitação, a distância dos condutores desviados pelo vento deve obedecer a distância mínima apresentada na figura 3.18, em que D representa a distância apresentada na expressão anterior.

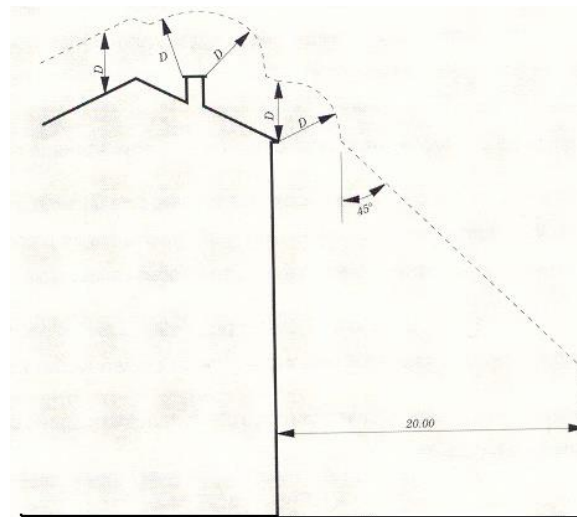


Figura 3. 18-Distância dos condutores a edifícios

3.2.4.2-Distância dos condutores a obstáculos diversos

A distância dos condutores a obstáculos diversos, está regulamentada no artigo 30º do R.S.L.E.A.T, onde é mencionado o seguinte:

Na vizinhança de obstáculos como falésias e terrenos com declive acentuado, em zonas com edifícios situados a um nível superior a três metros do solo, não sujeitos a presença de pessoas, os condutores devem encontrar-se a uma distância mínima obtida pela seguinte expressão:

$$D = 2.0 + 0.0075U \quad (\text{equação 3.3})$$

Em que D representa a distância entre os condutores e o solo e U a tensão nominal da linha.

3.2.4.3-Distância dos condutores em relação ao solo

O artigo 27º do R.S.L.E.A.T estipula a distância mínima dos condutores em relação ao solo em condições de flecha máxima com ou sem intervenção do vento. A distância mínima é obtida através da seguinte expressão:

$$D = 6 + 0.075U \quad (\text{equação 3.4})$$

Em que D representa a distância entre os condutores e o solo e U a tensão nominal da linha.

3.2.4.4- Distância mínima entre os condutores e as árvores

A distância mínima dos condutores em relação às árvores está regulamentada no artigo 28º do regulamento R.S.L.E.A.T.. Segundo este os condutores nus implementados nas linhas aéreas em condições de flecha máxima deveram encontrar-se a uma distância mínima obtida pela seguinte expressão:

$$D = 2 + 0.0075U \quad (\text{equação 3.5})$$

No artigo 28º há uma cláusula onde é mencionado que a distância mínima entre os condutores e as árvores deve ser de 2.5m.

O artigo 27º do regulamento menciona no ponto dois que a faixa de serviço a estabelecer deve ter uma largura de cinco metros, dividida pelo eixo da linha.

3.2.4.5-A distância estabelecida entre os condutores

A distância estabelecida entre os condutores é deveras importante visto que o contacto entre os condutores pode originar um curto-circuito fase-fase, o que dá origem a grandes problemas técnicos, pondo em causa a qualidade de serviço da rede de distribuição de energia.

Deste modo o artigo 31º do R.S.L.E.A.T estabelece as condições que permitem calcular as distâncias entre condutores. O presente artigo faz ainda referência à disposição dos condutores sublinhando que a disposição dos condutores deve ser estabelecida de forma a não existir contacto entre os condutores, tendo em conta as oscilações dos condutores provocadas pelos fenómenos atmosféricos.

A distância mínima entre os condutores é obtida através da seguinte expressão:

$$D = 0.75 * k * \sqrt{\left(f + d + \frac{U}{200}\right)} \quad (\text{equação 3.6})$$

Em que:

- D= Representa a distância mínima entre os condutores (m).
- f=Flecha máxima dos condutores (metros).
- U= Tensão nominal da linha (kV).

- d =Comprimento das cadeias de isoladores, tendo em conta possíveis oscilações transversais da linha.
- k =Coeficiente que está dependente da natureza dos condutores e tem os seguintes valores:
 1. 0.6 Para condutores de cobre e alumínio-aço;
 2. 0.7 Para condutores de liga de alumínio;

3.2.5-Estados atmosféricos

Quando se efetua o dimensionamento do cálculo mecânico de uma linha aérea de média tensão o projetista deve ter em conta as adversidades criadas pelos fenómenos atmosféricos e as condições climatéricas normais no terreno onde se localiza a futura linha aérea, nomeadamente se é um local propício a formação de gelo, ventos fortes ou de temperaturas muito elevadas.

Os fenómenos climatéricos que condicionam o bom funcionamento da linha são:

- O vento forte e a chuva que provocam a queda de árvores sobre as linhas elétricas aéreas;
- A formação de gelo acumulado nos condutores que contribui para o aumento das tensões que estes exercem nos apoios e nas respetivas ferragens.
- As elevadas temperaturas que provocam a dilatação dos condutores e como consequência provocam o aumento da flecha dos condutores.

A influência dos agentes climatéricos referidos está diretamente relacionada com a época do ano em que estes se manifestam. Assim sendo o artigo 21º do R.S.L.E.A.T. caracteriza e classifica os seguintes três estados climatéricos:

- O estado de inverno que tem como características baixas temperaturas com a possibilidade de criação de manga de gelo nos condutores.
- Estado de primavera que se caracteriza pela existência de ventos fortes muito intensos, denominando-se como estado de vento máximo.
- Estado de verão caracteriza-se pelas elevadas temperaturas que se fazem sentir na região onde se localiza o traçado da rede em estudo, provocando a dilatação elástica nos condutores e contribuindo para o aumento da flecha máxima.

3.2.6-Ação dos agentes atmosféricos sobre as linhas

No cálculo das LAMT a ação do vento deverá considerar-se atuando numa direção horizontal e a força resultante da sua ação deve considerar-se paralela àquela direção e será determinada pela seguinte expressão R.S.L.E.A.T.

$$F=\alpha*c*q*s \quad (\text{equação 3.7})$$

Em que:

- F =Força proveniente da ação do vento (N);
- α =Coeficiente de redução;
- c =Coeficiente que varia com os condutores e cabos de guarda nos apoios e travessas nos isoladores;
- q =Pressão dinâmica do vento (Pa);
- s =Área da superfície do condutor batida pelo vento (m²);

3.2.7-Tensão máxima aplicada nos vãos de uma linha aérea de média tensão

O valor da tensão máxima dos condutores representa a tensão máxima de tração específica resultante da força que o vento e a chuva exercem sobre os condutores quando estes estão sujeitos as condições atmosféricas adversas.

Segundo o regulamento 24º do R.S.L.E.A.T. a tensão máxima de tração é obtida pela seguinte expressão:

$$T_{seg.} = \frac{Tr}{2.5} \quad (\text{equação 3.8})$$

Onde :

- T_{seg} =Tensão máxima de serviço (daN/mm²);
- Tr =Tensão de rutura dos condutores (daN/mm²);

Depois de analisados vários projetos executados pela empresa pode concluir-se que o valor da tensão específica para linhas com uma tensão composta até 15kV e com

comprimentos de vão inferiores a 50m tem um valor aproximado de $5daN/m^2$ e para os restantes casos o valor da tensão específica têm um valor aproximando de $9daN/m^2$.

A atribuição do valor de tensão específica está diretamente relacionado com o tamanho do vão, porque quanto maior for a flecha do vão menor será Tseg (tensão máxima de serviço) o que implica que se terá de fazer uma avaliação as distâncias dos condutores em relação ao solo e aos diversos obstáculos. Por outro lado quanto maior for Tseg, o esforço da tração dos condutores exercida nos apoios será maior, o que implica a utilização de postes com maiores dimensões para suportar os esforços o que pode encarecer o projeto.

3.2.8-Coefficientes de sobrecarga

O coeficiente de sobrecarga representa o peso dos condutores adicionando uma parcela que representa o vento e o gelo, ou seja representa as ações que os agentes atmosféricos exercem nos condutores [R.S.L.E.A.T, 1992].

O coeficiente de sobrecarga é representado pela seguinte expressão:

$$m = \frac{\sqrt{\left(Wv + Wg * \frac{\pi}{4} * [dt^2 - dc^2]\right)^2 + F^2}}{Wv} \quad (\text{equação 3.9})$$

Em que:

- m = Coeficiente de sobrecarga
- Wg =Peso específico do gelo ($kg.m^2$) Art.16º do R.S.L.E.A.T;
- Wv =Peso específico volumétrico do condutor (kg/m);
- dt =Diâmetro Total (onde $dt = dc + 2 * e$) (mm^2);
- e = Espessura da Manga de Gelo;
- dc =Diâmetro do condutor (mm^2);
- F =Força proveniente da ação do vento (N);

3.2.9-Vão crítico

Designa-se como vão crítico, o vão de referência que está sujeito a uma determinada tensão máxima no qual os condutores do referido vão são expostos a uma tensão máxima no estado de inverno e no estado de primavera [R.S.L.E.A.T, 1992].

$$L_{cr} = \frac{\sigma \cdot T_{max}}{W} * \sqrt{\frac{24 * \alpha (\theta_2 - \theta_1)}{m_2^2 - m_1^2}} \quad (\text{equação 3.10})$$

Em que:

- L_{cr} =Vão crítico (m);
- W =Peso do próprio condutor (daN/m)
- T_{max} =Tensão máxima (kg/mm²);
- α =Coeficiente de dilatação térmica °C⁻¹;
- σ =Secção real do condutor (mm²);
- θ_2, θ_1 =Temperatura no estado atmosférico de inverno e de primavera (°C);
- M_1, M_2 =Coeficientes de sobre carga dos estados atmosféricos de inverno e de primavera respetivamente;

3.2.10-A tensão de montagem

A tensão de montagem representa a tensão suportada pelos apoios tendo em conta os estados atmosféricos mais desfavoráveis e o estado de montagem (tensões exercidas no ato de regulações de condutores) .

$$\theta_1 + \frac{t_1}{\alpha * E} - \frac{m_1 * w^2 * L^2}{24 * \alpha * S^2 * t_1^2} = \theta_2 + \frac{t_2}{\alpha * E} - \frac{m_2 * w^2 * L^2}{24 * \alpha * S^2 * t_2^2} \quad (\text{equação 3.11})$$

- θ_1, θ_2 =Temperatura nos respetivos estados atmosféricos de inverno, primavera e verão (°C);
- t_1, t_2 =Tensão de montagem aplicada aos condutores nos estados atmosféricos de inverno, primavera e verão;
- E =Módulo de elasticidade (kg.mm⁻²);
- S =Secção dos condutores (mm²);

- L =Comprimento do vão (m);
- W = Peso específico linear do condutor (kg.m^{-1}).
- α =Coeficiente de dilatação térmica ($^{\circ}\text{C}^{-1}$);
- M_1, M_2 =Coeficientes de sobrecarga dos estados atmosféricos de inverno e de primavera respetivamente;

A figura 3.19 apresenta o fluxograma que determina o estado mais desfavorável de montagem.

Onde m_1, m_2 correspondem respetivamente aos coeficientes de sobrecarga dos estados atmosféricos de inverno e de primavera. L_{cr} corresponde ao Vão crítico.

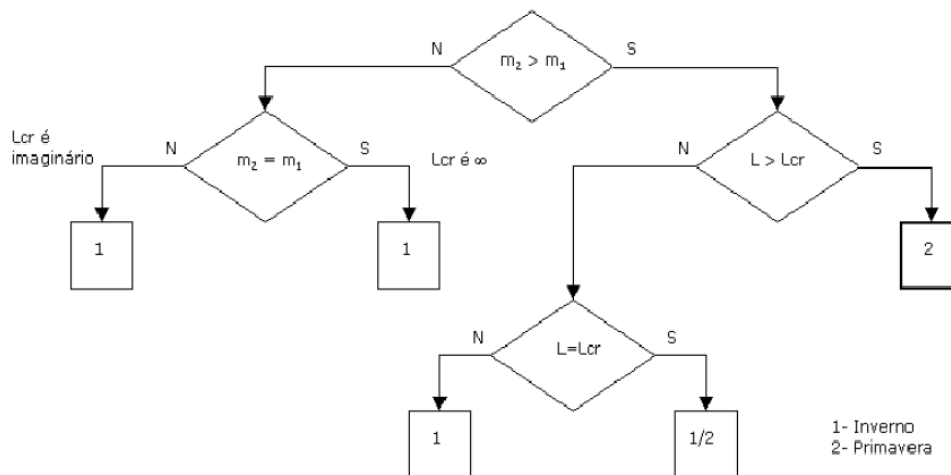


Figura 3. 19-Fluxograma que permite determinar o estado mais desfavorável de montagem [J. M. Forte,2006]

3.2.11-Determinação da regulação de flechas

Para se determinar as flechas dos condutores é necessário ter em conta a inclinação e a irregularidade do terreno do projeto em questão. Os vãos podem ser classificados como vão desnivelado e vão em patamar como podemos ver na figura 3.20.

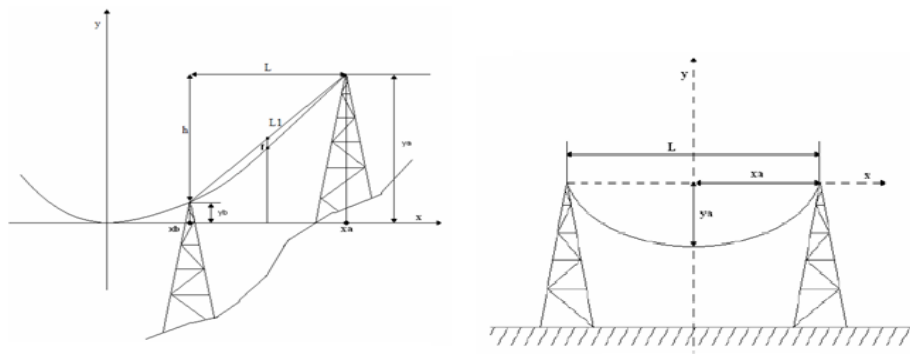


Figura 3. 20-Vão desnivelado e vão em patamar respetivamente [José Nunes, 2007]

O cálculo das flechas dos condutores em vão em patamar e vão desnivelado calcula-se de modo diferente, mas segundo as indicações do documento “Recomendações para linhas aéreas de alta tensão até 30kV” editado pela EDP-Distribuição, utiliza-se para o cálculo das flechas de regulação a expressão do vão em patamar independentemente da classificação do vão [R.S.L.E.A.T, 1992].

$$Flecha = \frac{L^2 * Wv}{8 * T_{max}} \quad (\text{equação 3.12})$$

Onde :

- L = Distância entre as ferragens dos apoios em questão
- Wv =Peso específico volumétrico ($\text{kg} \cdot \text{mm}^{-2}$).
- T_{max} =Tensão mecânica no estado de fecho máxima;

Para determinar o fecho dos condutores considera-se que a temperatura ambiente de 50°C.

A regulação dos vãos é feita através da porção da linha que está compreendida entre os apoios que se pretende efetuar a regulação dos condutores.

A expressão que permite determinar o vão equivalente é a seguinte:

$$V\tilde{a}o\ equivalente = \sqrt{\frac{L_1^3 + L_2^3}{L_1 + L_2}} \quad (\text{equação 3.13})$$

Em que L_1 representa o vão equivalente e L_2 representa a flecha máxima.

3.3-Cálculo elétrico

O cálculo elétrico aplicado a uma rede de média tensão têm como objetivo dimensionar a corrente de serviço de um linha de transporte de energia com o intuito de obter a secção transversal dos condutores a utilizar, tendo em conta as limitações técnicas e mecânicas dos condutores. As componentes a dimensionar no cálculo elétrico consistem na corrente de curto-circuito admissível, corrente de serviço, quedas de tensão e perdas de energia.

Normalmente durante a execução do cálculo elétrico efetuado considera-se as admitâncias dos condutores desprezáveis em virtude do pequeno comprimento das linhas analisadas durante o estágio. Consideram-se também que a tensão não sofre qualquer perda durante o traçado da linha.

3.3.1-Dimensionamento da corrente de serviço

A expressão apresentada em seguida permite determinar o valor da intensidade de corrente de serviço (I_s) que circula nos condutores das linhas de média tensão de transmissão de energia:

$$I_s = \frac{P}{\sqrt{3} * U_c(\pm 5\%) * \cos(\alpha)} \quad (\text{equação 3.14})$$

- I_s = Corrente de serviço (A);
- P =Potência (W);
- U_c = Tensão composta (V);
- $\cos(\alpha)$ = Fator de potência;

O valor do fator de potência utilizado é igual a 0,85, porque as linhas de média tensão analisadas durante o estágio alimentam na grande maioria instalações tipicamente de uso doméstico ou com baixo consumo de energia elétrica por parte de clientes industriais.

3.3.2-Dimensionamento das perdas de energia

As perdas de energia elétrica apresentadas correspondem às perdas de energia por dissipação térmica presentes em linhas elétricas. Em primeiro lugar é necessário obter a resistividade e a resistência linear do condutor utilizado através da seguinte expressão:

$$R = \frac{\rho * L}{S} \quad (\text{equação 3.15})$$

- R = Resistência do condutor (Ω/Km);
- ρ =Resistividade do condutor(Ω/m);
- S = Secção dos condutores (mm^2);
- L = Comprimento do condutor (linha) (Km)

Quando a temperatura ambiente apresenta valores diferentes a 20°C é necessário efetuar a correção do valor do coeficiente de resistividade através da seguinte fórmula.

$$\rho_{\theta_{local}} = \rho_{20^\circ\text{C}} * [1 + \alpha_{20^\circ\text{C}}(\theta_{local} - \alpha_{20^\circ\text{C}})] \quad (\text{equação 3.16})$$

- $\rho_{\theta_{local}}$ = Resistividade do condutor;
- ρ = Resistividade do condutor a 20°C .
- $\alpha_{20^\circ\text{C}}$ = Coeficiente de termo-resistividade.
- θ_{local} =Temperatura ambiente do local ($^\circ\text{C}$)

Depois de determinar os valores da intensidade de serviço e da resistência linear do condutor é possível determinar a potência de perdas.

$$P = 3 * R * I_s^2(W) \quad (\text{equação 3.17})$$

- P =Potencia de perdas (W);
- R = Resistência linear (Ω/Km);
- I_s =Intensidade de serviço (A);

3.3.3-Cálculo da máxima corrente de curto-circuito admissível

Para determinar as correntes máximas de curto-circuito, considera-se que os curto-circuitos existentes na rede ocorrem em pontos afastados das centrais de produção de energia elétrica.

A expressão apresentada em seguida tem como objetivo determinar a intensidade de corrente de curto-circuito tendo em conta que o período de duração do curto-circuito é de curta duração, de modo a que o aquecimento dos condutores seja adiabática, permitindo assim considerar desprezáveis as variações entre a massa dos condutores, com a temperatura e o calor específico [R.L.A.A. T,1986].

As considerações apresentadas aplicam-se em linhas de 15kV que por norma são equipadas com condutores de secção não muito elevada permitindo obter o valor eficaz da corrente de curto-circuito permanente em vez do valor eficaz médio da corrente total de curto-circuito.

$$I_{max} = \frac{1}{K1 * k2} * \frac{S}{\sqrt{t}} \quad (\text{equação 3.18})$$

- I_{max} =Valor eficaz máximo admissível da corrente de curto-circuito (kA);
- S =Secção do condutor utilizado, que nos cabos de alumínio-aço corresponde a secção do alumínio (mm²)
- t = Duração do curto circuito (seg);
- $K1$ =Constante do material condutor (m²/kA.S^{0.5});
- $K2$ =Coeficiente de temperatura;

Na tabela 3.2 encontram-se especificados os valores de k_1 para alguns materiais condutores utilizados nas linhas aéreas MT.

Tabela 3. 2-Constante do material condutor (determinação da corrente de curto-circuito máxima admissível) [RLAAT, 1986]

Tipo de Material Condutor	K1 (mm ²) /kA
Cobre	4,419
Alumínio-Aço	6,902
Ligas de alumínio	6,981

Tabela 3. 3-Coeficiente de temperatura para determinação da corrente de curto-circuito máxima admissível [RLAAT, 1986]

Tipo de Material Condutor	Temperatura final em °C	K2
Cobre	170	1,685
Alumínio-Aço	160	1,732
Ligas de alumínio	160	1,809

A tabela 3.3 representa os valores de K_2 tendo em conta a temperatura inicial do condutor a 50°C para uma temperatura final indicada na tabela referida. Os valores apresentados nas tabelas 3.2 e 3.3 foram obtidos nas tabelas 1.4 e 1.5 do documento “Recomendações para linhas aéreas de MT até 30kV” [EDP, 1992].

3.3.4-Cálculo das quedas de tensão

Para determinar as quedas de tensão é necessário obter o valor da indutância e da reactância. A reactância do condutor é obtida através da seguinte expressão:

$$X = 2\pi * f * L(H) \quad (\text{equação 3.19})$$

- X =Reactância da Condutor (H);
- f =Frequência da rede (Hz);
- L =Indutância do condutor em (H/Km);

Para determinar o valor da indutância é inevitável saber qual o tipo de armação que é utilizado na linha, porque o tipo armação está diretamente relacionado com as distâncias dos condutores entre si.

A expressão que permite determinar a indutância é dada pela seguinte expressão:

$$L = \left[0.5 + 2 * \ln \frac{D}{r} \right] * 10^{-4} (H/km) \quad (\text{equação 3.20})$$

- L = Indutância do condutor em (H/Km);
- D =Distância entre condutores (Km);
- r =Raio do condutor (m);

No cálculo da indutância deve-se optar pela maior distância entre condutores, porque corresponde ao maior valor da indutância e por sua vez existe uma maior queda de tensão.

Por fim a expressão que permite determinar a queda de tensão nos condutores de uma linha aérea é:

$$\Delta U = U_o - U_I = \sqrt{3} * I * [R * \cos(\theta) + X * \sin(\theta)](V) \quad (\text{equação 3.21})$$

- R =Resistência do condutor (Ω);
- X =Reactância do conduto (Ω);
- ΔU = Queda de tensão (V);
- U_I = Tensão inicial (V);
- U_o =Tensão final (V);
- $\cos(\theta)=0,85$;
- $\sin(\theta) = \sin(\arccos(0.85))$;

3.4-Conclusão

No presente capítulo o autor descreveu e apresentou os elementos que constituem uma linha aérea de média tensão e os procedimentos/considerações a ter em conta no ato de projetar ou expandir uma linha aérea de média tensão.

As linhas aéreas de média tensão são compostas por apoios, armações, isoladores e condutores elétricos. Para determinar a secção dos condutores elétricos a utilizar num ramal aéreo de média tensão é necessário efetuar o dimensionamento das correntes de serviço e de curto-circuito, o cálculo das perdas de energia e quedas de tensão.

Para determinar o tipo de apoio, o tipo de isolador e o tipo de armação é necessário efetuar o cálculo mecânico, que tem como objetivo dimensionar o tipo de apoio tendo em conta os esforços exercidos pelos condutores, a altura de segurança dos condutores em relação ao solo e os elementos que não fazem parte de uma rede elétrica. O cálculo mecânico consiste em determinar:

- Fundações dos apoios tendo em conta o tipo de solo no qual se pretende inserir um apoio.
- Distâncias regulamentares entre condutores e elementos exteriores à linha tendo em conta a ação dos fenómenos atmosféricos, como o calor que interfere com a flecha máxima dos condutores e o vento que pode fazer com que os condutores entrem em contacto entre si provocando um curto-circuito.
- A estabilidade dos apoios tendo em conta os fenómenos atmosféricos mais adversos como o gelo que fica acumulado nos condutores aumentando assim o esforço de tração dos condutores exercidos nos apoios.
- Tração máxima aplicada aos vãos de uma linha aérea de média tensão.
- Ação dos agentes atmosféricos sobre as linhas.
- A regulação de flechas.

4-Rede de Baixa Tensão

4.1-Introdução

As redes elétricas de baixa tensão, são designadas por redes de distribuição em BT. Este tipo de rede está frequentemente sujeito a alterações, modificações e expansões. As inúmeras modificações das redes de baixa tensão devem-se essencialmente à necessidade de alimentação de novos clientes, mas também à necessidade de garantir um bom funcionamento da rede, uma vez que redes existentes de baixa tensão, se encontram muito degradadas existindo deste modo a necessidade de melhorar a qualidade de serviço.

Na presente data as redes de baixa tensão tem uma topologia radial como demostra a figura 4.1.

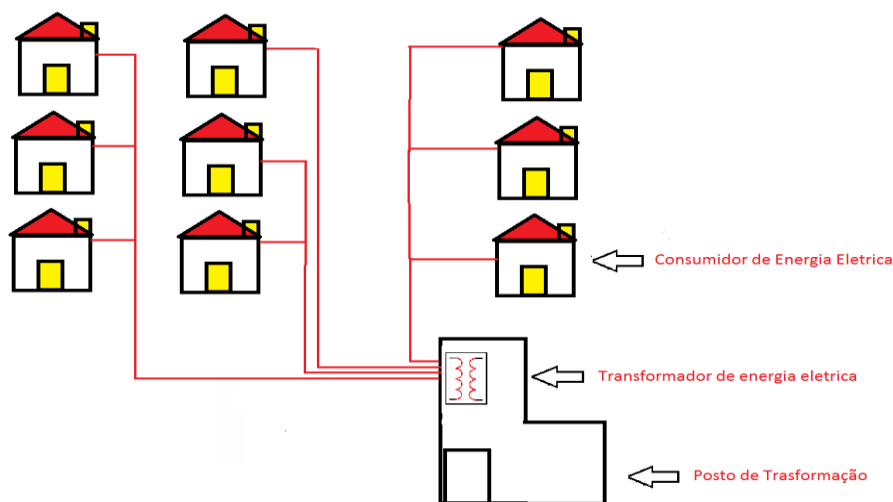


Figura 4. 1-Topologia radial de uma rede de baixa tensão.

A grande desvantagem deste tipo de topologia está relacionado com a pouca fiabilidade apresentada pela rede, uma vez que não existe uma alimentação alternativa, deste modo os clientes mais distantes do posto de transformação têm mais probabilidades de ficar sem energia elétrica.

4.2-Assistência à rede e a clientes

Neste capítulo serão mencionadas metodologias de cálculo elétrico e considerações tidas em conta nos projetos de remodelação de infraestruturas elétricas existentes.

No departamento de contagens nomeadamente na secção de novas ligações BT(baixa tensão) , IP(Iluminação Publica) e MT(médiatensão) , a empresa receciona as ordens de serviço referentes aos pedidos de aumento de potência, pedidos de alteração contratual, corte de energia por falta de pagamento (ordem de serviço emitida pela EDP), religação BTN (Ligação de Baixa Tensão Normal) e pedidos de remoção/alteração da localização de apoios, assim como os problemas de ausência ou degradação das infraestruturas de iluminação pública. A comunicação e gestão de trabalhos são conseguidas através de um software de gestão móvel de equipas (GME). A figura 4.2 representa a interação do utilizador com o software GME.

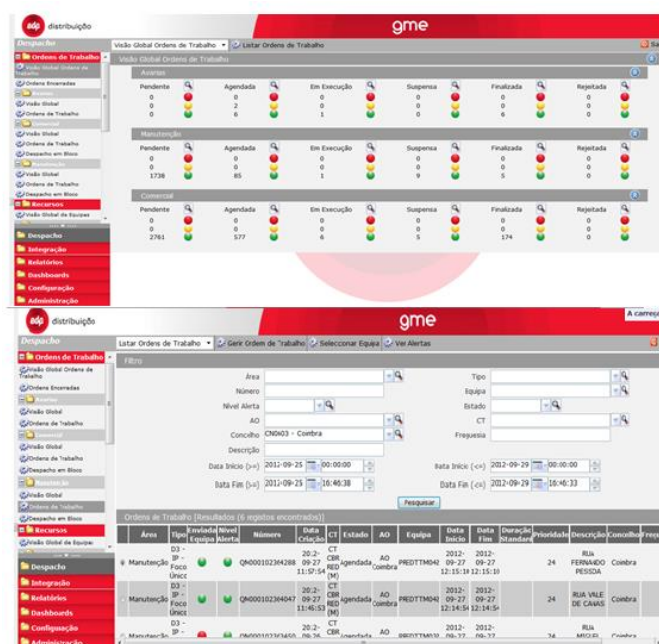


Figura 4. 2-Sistema de Gestão de Equipas (GME)

No período de estágio foi permitido ao autor visualizar e adquirir novos métodos de trabalho que permitiram otimizar os trabalhos executados assim como as diversas tarefas já referidas, tendo em conta os prazos de execução de trabalhos e recursos disponíveis. É ainda de referir que foi permitido ao autor intervir nas ações de levantamentos de projetos executados e as diversas ações de manutenção nas infraestruturas de redes de distribuição de baixa tensão.

4.2.1-Ligação de um novo cliente BT

Na sequência de um pedido de fornecimento de energia por parte de um cliente à EDP Distribuição e de estabelecido o nível de potência de ligação, deve ser planeado o valor da potência a requisitar, valor para o qual a ligação ao cliente será efetuada. O valor da potência requisitada irá condicionar a potência máxima a contratar, sendo que a potência a contratar não poderá ser superior à potência requisitada nem inferior a 50% da potência instalada. Depois de requerido o orçamento à EDP Distribuição, esta tem um prazo de quinze dias para apresentar um orçamento de encargos mencionando a referência e as quantidades do material a implementar através do mapa de medições [EDP, 2007].

Para que a ligação de energia se concretize o requisitante deverá apresentar os seguintes documento nos balcões de atendimento da EDP Distribuição:

- Cartão de Contribuinte (NIF ou NIPC);
- Ficha Eletrotécnica devidamente preenchida e assinada por técnico qualificado;
- Planta topográfica com as coordenadas geográficas;
- Licença municipal de construção ou declaração subscrita pelo proprietário ou técnico responsável, em como a obra não está sujeita a licenciamento municipal;

Depois de analisados os requisitos da rede para que se possa proceder a execução dos trabalhos e de estarem garantidas todas as condições, para que seja possível conceber as novas instalações de forma a não causar perturbações ao normal funcionamento da rede a empresa prestadora de serviços terá um prazo de vinte dias úteis para executar os trabalhos, caso não seja cumprido o prazo de entrega a empresa responsável pela execução dos trabalhos sofre uma penalização por parte da EDP Distribuição. A figura 4.3 representa o processo necessário para que seja possível ser feita uma nova ligação a rede de baixa tensão por parte de um novo cliente.

No entanto o fornecimento de energia elétrica cujo início só se poderá concretizar após:

- Execução da ligação à rede;
- Liquidação de encargos da ligação à rede;
- Certificação da instalação pela Certiel (a realizar a qualquer momento do processo);
- Contrato de fornecimento de energia elétrica com um comercial de energia;

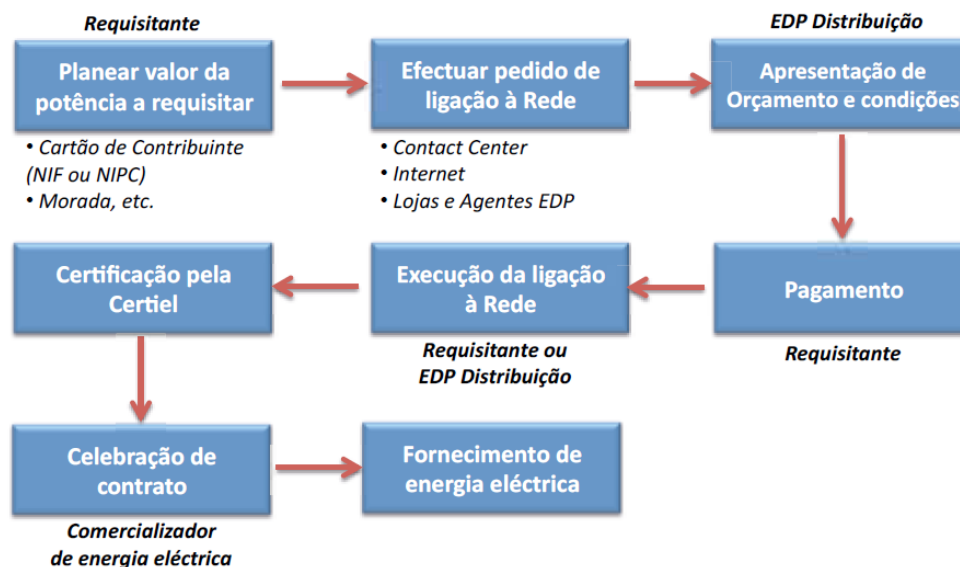


Figura 4. 3-O resumo do processo necessário para se efetuar uma ligação à rede de baixa tensão [EDP,2011]

4.2.2-Método de processamento de execução de projeto de remodelação de um ramal ou ligação de um novo cliente a rede por parte da EDP

A primeira fase de trabalhos consiste em efetuar um levantamento das infraestruturas da rede elétrica já existente, onde é importante mencionar a quantidade de consumidores alimentados pela rede no local a intervir, de modo a obter informações sobre as potências que transitam na rede. Em seguida deve-se executar um estudo com informações sobre possíveis planos de desenvolvimento urbanístico ou industriais.

Numa segunda fase dos trabalhos depois de recolhidas as informações necessárias para o projeto, procede-se então com o dimensionamento das redes elétricas.

Numa última etapa deverão contactar-se, no caso das câmaras municipais, as pessoas responsáveis pelas infraestruturas elétricas do município com intuito de discutir o projeto realizado e esclarecer eventuais aspetos não considerados no mesmo.

Na execução do levantamento das infraestruturas existentes são recolhidas as seguintes informações [EDP, 2005]:

- São identificados os tipos de condutores utilizados na rede a remodelar;
- São identificados o número e o tipo de instalações alimentadas a partir da rede a remodelar;

- São identificados os tipos de condutores utilizados nas chegadas bem como os apoios onde essas são efetuadas;
- São identificados os postos de transformação que alimentam a rede existente;

4.2.3-Níveis de tensão de ligação à rede

A EDP Distribuição distingue os vários níveis de tensão que a entidade consumidora pode contratar. Na tabela 4.1 são apresentados as classes de ligações de baixa tensão executadas pela empresa. As classes de ligação à rede de baixa tensão dividem-se em ligações de baixa tensão normal (BTN) e ligações de baixa tensão especial (BTE), e ligações de média tensão.

Tabela 4. 1- Caracterização dos níveis de Tensão [EDP, 2011]

Baixa Tensão		Média Tensão
BTN	BTE	MT
$BT \leq 1\text{Kv}$		$1\text{kv} < MT \leq 45\text{kV}$
$P \leq 41,4\text{KVA}$	$P > 41,4\text{KVA}$	$P \leq 10\text{MVA}$

Nas ligações BTN as potências a requisitar ou a contratar têm valores inferiores ou iguais a 41,4 kVA. A potência contratada pelos clientes é normalizada pela entidade reguladora. A tabela 4.2 representa as várias classes de potências de ligação. Nas ligações BTE os escalões das potências não são definidos, podendo ser contratada ou requisitada qualquer valor de potência, acima de 41,4 kW. Para as ligações BTE a energia consumida é contabilizada através de contadores de energia ativa e reativa, de ligação direta ou indireta ao transformador.

Tabela 4. 2-Escalões de potência contratável em baixa tensão normal [EDP,2011]

Monofásico		Trifásico	
P (kVA)	In (A)	P (kVA)	In (A)
1,15	5	6,9	3*10
2,3	10	10,35	3*15
3,45	15	13,8	3*20
4,6	20	17,25	3*25
5,75	25	20,7	3*30
6,9	30	27,6	3*40
10,35	15	34,5	3*50
13,8	60	41,4	3*60

As ligações de média tensão, a potência típica dos transformadores utilizados nos postos de transformação dos particulares estão normalizadas. A tabela 4.3 indica os vários níveis de potência dos transformadores a aplicar em clientes.

Tabela 4. 3-Potências recomendadas para os Postos de Transformação a aplicar em clientes particulares [EDP. 2007]

Escalões de Potencia kVA
50
100
160
200
250
315
400
500
630
800
1000
1250

4.3-Tipos de Infraestruturas de Ligação à rede

4.3.1-Ligação de clientes a redes aéreas

As ligações através de redes aéreas são concebidas por condutores que são suportados por apoios. Os materiais aplicados devem obedecer as regras técnicas dos materiais. A rede aérea, poderá ser estabelecida através de terrenos de particulares desde que exista uma autorização por parte dos proprietários em questão.

Este tipo de ligação tem a vantagem de ter custos de implementação mais baixos, mas apresenta a desvantagem de estar exposta a agentes externos (fenómenos climatéricos, queda de árvores) que põe em causa o bom funcionamento da rede. A figura 4.4 representa a ligação de clientes a partir de uma rede aérea.

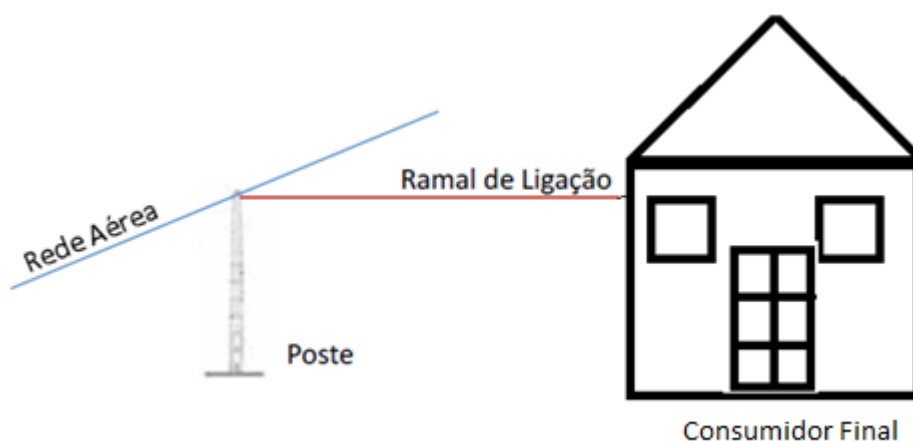


Figura 4. 4-Ligação de clientes a partir de uma rede aérea [EDP,2011]

4.3.2-Ligação a redes subterrâneas

Neste tipo de ligações os condutores devem encontrar-se a um metro de profundidade. No entanto quando o traçado incidir em travessias com vias de comunicações (redes de telecomunicações) os condutores devem estar a um metro e dez centímetros de profundidade e quando as travessias incidem em passeios devem encontrar-se a oitenta centímetros [EDP,2011].

Este tipo de infraestrutura é utilizado em meios urbanos e semiurbanos (periferia de cidades, vilas) e tem custos de execução mais elevados em relação às redes aéreas. Este tipo de redes tem a vantagem de não estar sujeitos a perturbações por parte de elementos exteriores

que ponham em causa o bom funcionamento da rede exceto quando existem danos provocados por escavações.

O estabelecimento das redes subterrâneas está limitado a caminho públicos, uma vez que não podem existir travessias em propriedades privadas. A figura 4.5 representa uma ligação a clientes através de uma rede subterrânea.

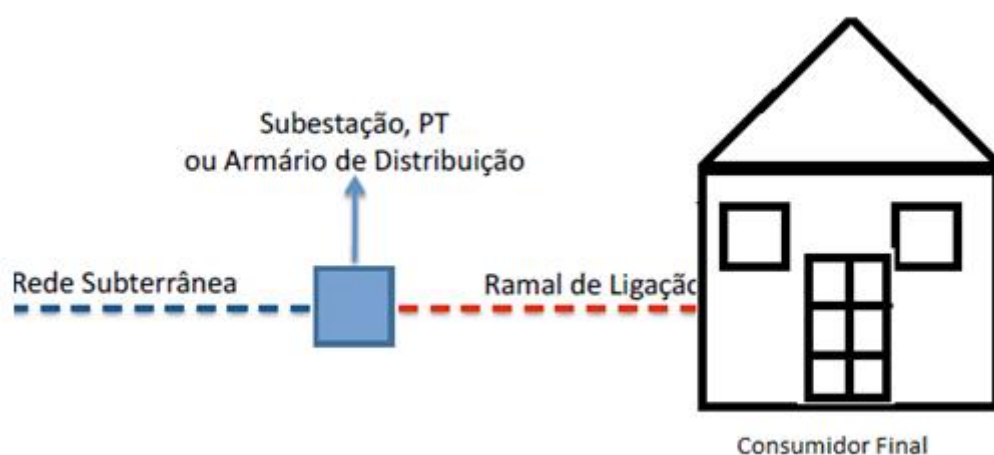


Figura 4. 5-Ligação a clientes através de uma rede subterrânea [EDP,2011]

4.3.3-Ligação a redes mistas

As ligações mistas podem designar-se por transições áreas/subterrâneas, ou seja a rede aérea alimenta um traçado da rede subterrânea. Por norma os fatores que levam a optar por este tipo de ligação são [EDP,2011]:

- Localização relativa da rede e da instalação a abastecer, em relação a uma via (do mesmo lado ou de lados opostos);
- Facilidade de estabelecimento de redes subterrâneas por parte da Autarquia;
- Custos de estabelecimento, nomeadamente de abertura de valas;

A figura 4.6 está representada a ligação de um cliente através de uma ligação mista.

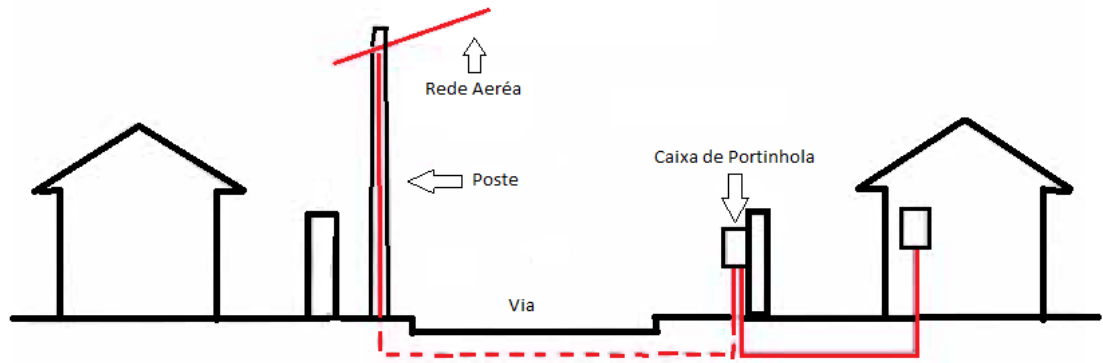


Figura 4. 6-Ligação de um cliente através de uma Rede Mista [EDP,2011]

4.4-Equipamentos a utilizar em trabalhos de baixa e média tensão

O início dos trabalhos está dependente da recepção e aprovação dos equipamentos a utilizar nas infraestruturas. A EDP Distribuição tem o direito de recusar obras que utilizem equipamentos que não tenham sido autorizados (segundo o artigo: nº 6 do artigo 82º do RRC (Regulamento de Relações Comerciais)).

Os pedidos de receção do material utilizado devem ser efetuados pelo promotor ou pelo empreiteiro à EDP Distribuição com pelo menos 15 dias de antecedência relativamente à data que se pretende proceder às receções onde deverão ser mencionadas as quantidades, os materiais e respetivos fabricantes. Se forem verificadas não conformidades no equipamento proposto, a EDP informará o promotor ou empreiteiro da obra em questão os motivos pelo qual o material não está de acordo, [EDP,2009].

Em seguida serão apresentados alguns dos materiais a utilizar nas ligações de um novo cliente.

4.4.1-Caixa de portinhola

Em ligações de baixa tensão a caixa de portinhola tem como função garantir a proteção do respetivo ramal contra sobreintensidades. A portinhola estabelece ponto de fronteira entre a ligação do cliente e a rede de distribuição, deste modo a caixa de portinhola deve situar-se em local de fácil acesso de forma a permitir que o distribuidor de energia

consiga ter acesso através da via pública [EDP Anexo III-GO PT_BT_IP, 2009]. Na figura 4.7 está representado o esquema de ligação de um cliente a rede de baixa tensão.

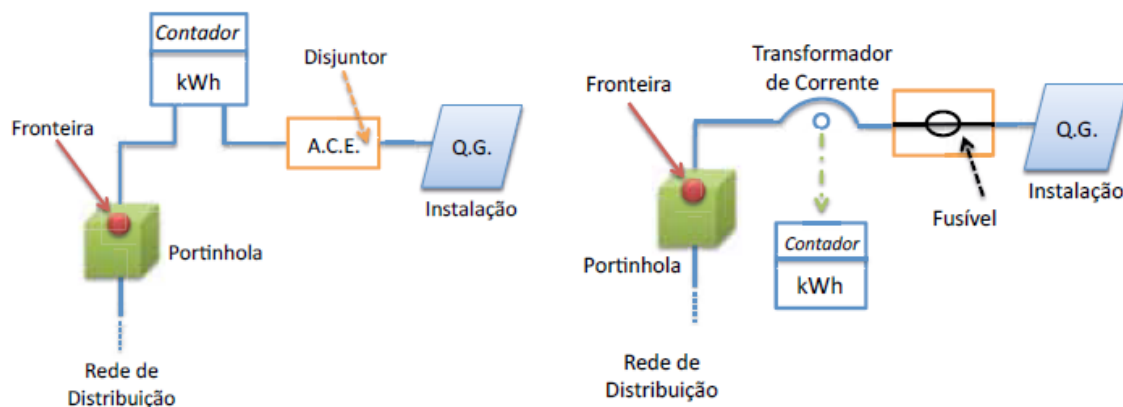


Figura 4. 7-Esquema de ligação de um cliente [EDP,2011]

Em edifícios coletivos a caixa de portinhola deve ser instalada na fachada exterior, em local acessível a partir da via pública. Esta solução é preconizada com vista a permitir a existência de um local no exterior do edifício onde se possa estabelecer a fronteira entre a rede de distribuição e a instalação elétrica do cliente.

As portinholas devem obedecer ao estipulado no regulamento de urbanizações nomeadamente [EDP Anexo III-GO PT_BT_IP, 2009]:

- Assegurar a proteção das pessoas contra os contatos indiretos por meio da proteção por isolamento total (esta medida de proteção, aplicável aos conjuntos de equipamentos elétricos montados em fábrica, é equivalente à classe II de isolamento definida para os equipamentos elétricos);
- Garantir os graus de proteção mínimos IP45 e IK10 para as portinholas dos tipos P50, P100 e P400, e IP 32D e IK09 para a portinhola P25 [EDP,2005];
- Ter um sistema de fecho normalizado de acordo com as indicações da EDP Distribuição e conforme o definido no documento acima referido;

Na figura 4.8 pode visualizar-se a caixa de portinhola.



Figura 4. 8-Caixa de portinhola

Quando se verificam situações excecionais devidamente autorizadas pela EDP, poder-se-á dispensar a instalação da portinhola. Por exemplo, em edifícios com Posto de Transformação em que seja considerado que os fusíveis do quadro geral do Posto de Transformação garantam a proteção à saída do circuito em causa desempenhando deste modo a função da caixa de portinhola, ficando a fronteira localizada nos terminais de saída das bases dos fusíveis (o cabo e respetivos terminais dos condutores são propriedade do cliente).

4.4.2-Fusíveis e respetivas bases

As bases que equipam as caixas de portinhola P25, P50 e P100 devem ser adequadas à colocação de fusíveis cilíndricos. As bases que equipam a portinhola P400 devem ser adequadas à colocação de fusíveis de facas. O dispositivo de neutro das portinholas P50, P100 e P400 deve ser constituído por uma barra amovível de cobre eletrolítico, assente sobre uma base isolante [EDP Anexo III-GO PT_BT_IP, 2009].

4.4.3-Caixas de contagem (caixa de contador)

As caixas de contador destinam-se aos edifícios do tipo vivendas unifamiliares, edifícios comerciais isolados. As colocações das caixas de entrada estão previstas ser do tipo de encastrar normalmente no muro exterior ou quando os edifícios não possuem muros devem ser aplicadas nas fachadas das respetivas construções.

As caixas de contagem podem também ser implementadas no interior dos edifícios coletivos nomeadamente nos patamares de entrada das habitações se possível com acesso através do exterior, quando estamos perante edifícios com um número muito elevado de habitações a caixa de contagem fica situada nos patamares dos respetivos pisos das habitações

4.4.4-Condutores utilizados nos ramais de BT

Os condutores a utilizar nas ligações entre a rede de distribuição de energia existente e a rede de distribuição da caixa de portinhola são condutores troçada do tipo LSXVAV e LXS como se pode verificar na tabela 4.4 e devem ser constituídos por forma a obedecer as especificações dos artigos DMA-C33-200N e DMA-C33_209 em que são mencionados os requisitos para os ramais subterrâneos e subterrâneos [EDP,2007].

Uma vez que a entrada dos cabos (ramais) é sempre feita pela parte inferior da portinhola, os condutores desses cabos devem ser ligados aos terminais inferiores do dispositivo de neutro e/ou das bases de fusíveis. A tabela 4.4 representa as características dos condutores a utilizar em linhas de aéreas e subterrâneas de baixa tensão.

Tabela 4. 4-Caraterísticas de condutores a utilizar em linhas aéreas BT [EDP, 2005]

Tipo de rede	Tipo de cabos e de condutores (nº cond. x mm ²)	I _z (A)	I _n fus. (A)	Potências alimentáveis (kVA)
Aérea	LXS 2x16	85	63	M: P ≤ 14
	LXS 4x16	75	63	T: P ≤ 43
	LXS 4x25	100	80	T: P ≤ 55
Subterrânea	LSVAV 2x16	95	80	M: P ≤ 18
	LSVAV 4x16	90	80	T: P ≤ 55
	LSVAV 4x35	130	100	T: P ≤ 69
	LSVAV 4x95	235	200	T: P ≤ 138
	LVAV 3x185+95	355	315	T: P ≤ 217
M - Ligação monofásica T - Ligação trifásica				

4.5-Exemplos de ligação de caixas de contador e portinhola

Em seguida será feita uma descrição dos vários exemplos de ligação das caixas de contador e portinhola.

4.5.1-Redes aéreas

4.5.1.1-Ligação a edifícios com e sem pilar

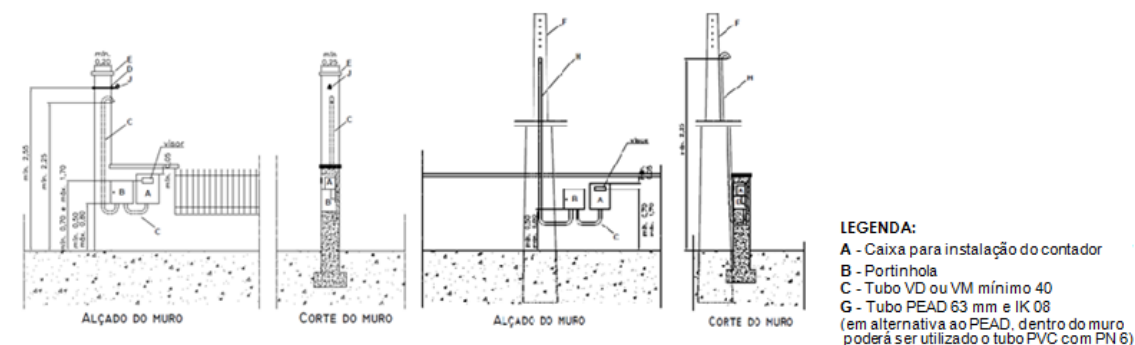


Figura 4. 9-Ligação a partir de rede aérea de edifícios com uma instalação de utilização dotados de muro com pilar à esquerda e sem pilar à direita da imagem [EDP,2007]

A ligação com pilar está representada na figura 4.9, esta situação aplica-se aos casos em que os edifícios dispõem de muro e pilar com altura suficiente para que o ramal, proveniente do poste relativamente próximo, possa amarrar à ferragem de rabo de porco (J) e, daí, entrar na portinhola (B) através de um tubo (C).

4.5.1.2-Edifício sem Muro

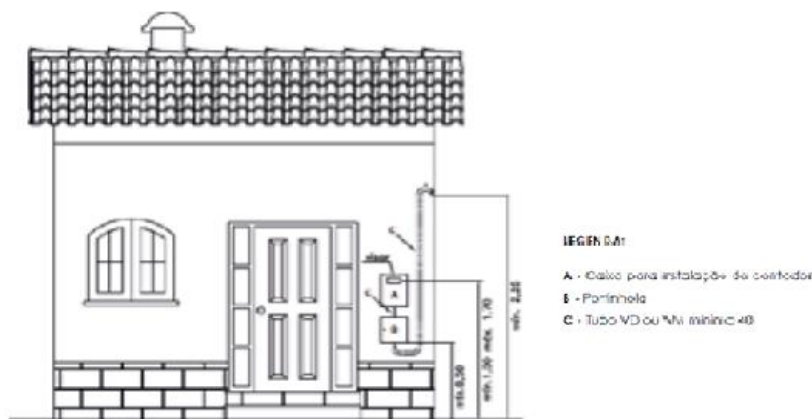


Figura 4. 10-Ligação a partir de rede aérea de edifícios com uma instalação de utilização sem muros ou pilar [EDP,2007]

A figura 4.10 representa a ligação a rede aérea de edifícios com uma instalação sem muro ou pilar. Esta solução aplica-se aos casos de edifícios que não dispõem de um muro e quando a fachada do edifício é acessível a partir da via pública, ficando a portinhola e a caixa de contagem situadas uma por cima da outra respetivamente.

4.5.2-Redes subterrâneas

4.5.2.1-Edifício com muro:

Este tipo solução representada na figura 4.11, executa-se quando estamos perante edifícios unifamiliares que dispõem de um muro com altura suficiente para que a portinhola e a caixa de contagem fiquem situadas uma por cima da outra, entrando o cabo subterrâneo na portinhola. Quando o muro não tem altura suficiente a caixa de contagem é colocada ao lado da portinhola.

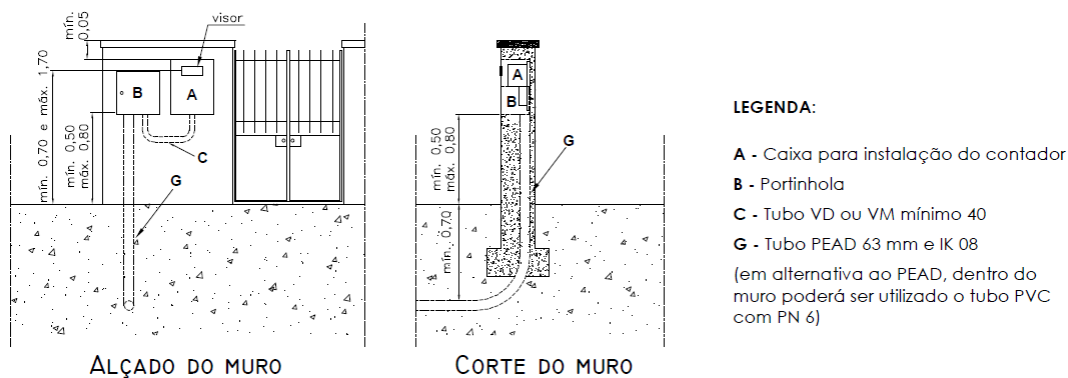


Figura 4. 11-Ligação a partir de rede aérea de edifícios com uma instalação de utilização dotados de muro com pilar à esquerda e sem pilar à direita da imagem [EDP, 2007]

4.5.2.2-Edifício sem Muro

Esta solução representada na figura 4.12, aplica-se aos casos de edifícios que não dispõem de um muro e quando sua fachada é acessível a partir da via pública, ficando a portinhola e a caixa de contagem situadas uma por cima da outra sendo que o cabo subterrâneo entra pela portinhola [EDP,2007].

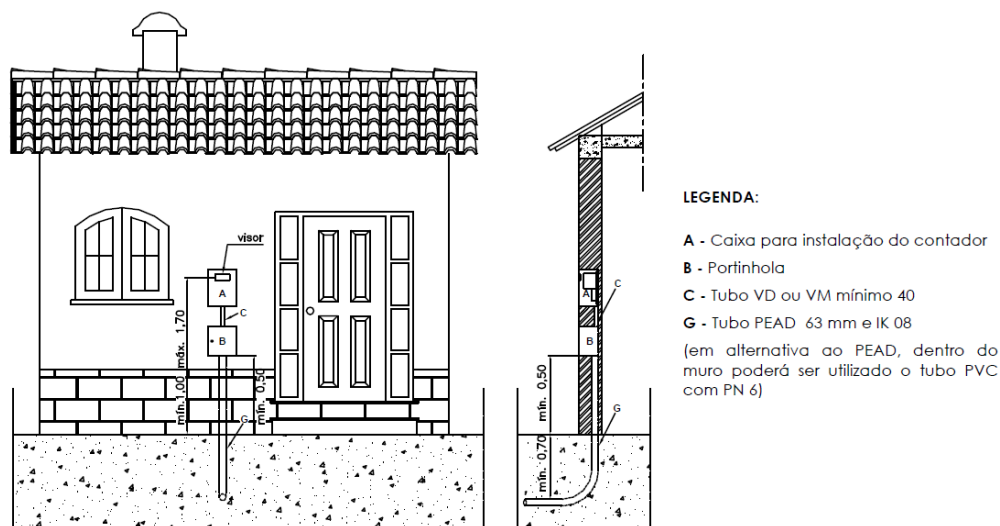


Figura 4. 12-Ligação a partir de rede aérea de edifícios com uma instalação de utilização dotados de muro com pilar à esquerda e sem pilar à direita da imagem [EDP, 2011]

4.5.3-Ligação de edifícios coletivos

Em edifícios em que se verifique mais do que uma instalação de utilização a portinhola deve ser instalada na fachada exterior do edifício, se possível em local acessível a partir da via pública. Esta solução é preconizada com vista a permitir a existência de um local no exterior do edifício onde se possa estabelecer a fronteira entre a rede de distribuição e a instalação coletiva [EDP,2011]. A figura 4.13 representa o esquema de ligações de habitações coletivas a rede de baixa tensão.

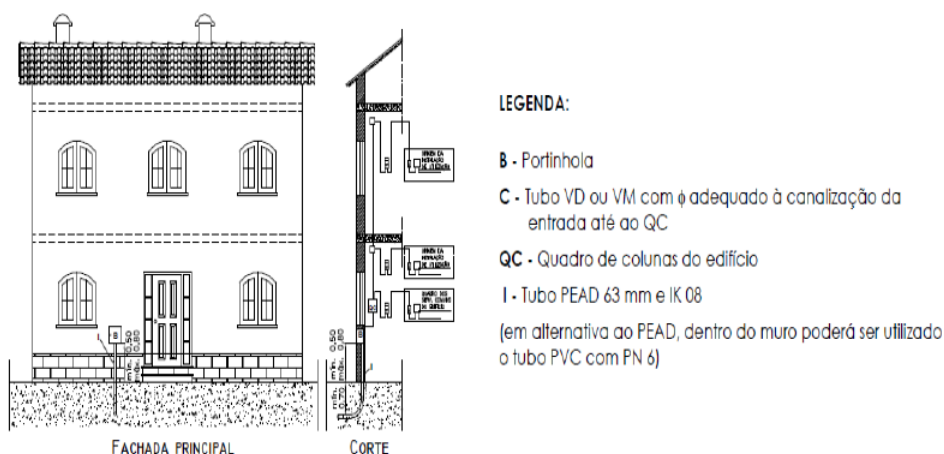


Figura 4. 13-Ligações em instalações coletivas [EDP, 2011]

4.6-Dimensionamento de rede BT

4.6.1-Cálculos elétricos para efetuar o dimensionamento de novos clientes

O primeiro passo na realização de um projeto de uma urbanização ou de uma ligação de um novo cliente consiste em calcular a potência total da infraestrutura para se obter a perceção do número de saídas de cada P.T. ou para verificar se o circuito alimentado pelo P.T. em estudo suporta a carga de um novo cliente. Segundo o que está normalizado pelo guia de urbanizações editado pela EDP, a secção máxima dos condutores que constituem os circuitos da rede subterrânea a serem alimentados por PT's é de 185mm^2 . Para os circuitos que alimentam redes aéreas a secção máxima dos condutores é obrigatoriamente 70mm^2 . O passo seguinte consiste em efetuar o cálculo da potência de cada saída e a sua respetiva queda de tensão. Calculados então a potência de cada lote / parcela, a corrente de serviço e a queda de tensão, efetua-se os seguintes cálculos para cada armário (redes subterrâneas) ou para cada ramal (redes aéreas) existente no circuito a ser alimentado pelo PT [EDP,2005], [RSRDEEBT, 2006].

$$\text{Potencia Total do Circuito} = \sum (\text{n}^\circ \text{ Total Instalações} * \text{Respetiva Potencia} * C);$$

A variável C determina-se da seguinte forma:

- Para locais residenciais, de uso profissional e serviços comuns dos edifícios:

$$C = 0,2 + \frac{0,8}{\sqrt{n}} \quad (\text{equação 4.1})$$

- Para os restantes casos:

$$C = 0,5 + \frac{0,5}{\sqrt{n}} \quad (\text{equação 4.2})$$

Sendo:

- n = número de instalações de utilização da rede ou segmento da rede calculada.

4.6.1.1-Queda de tensão

A queda de tensão máxima num circuito não deve ser superior a 8% da tensão nominal, ou seja a queda de tensão total desde o posto de transformação até ao cliente que se situa no ponto mais distante do P.T. não deve ser superior a 8%.

Segundo a legislação em vigor é permitido utilizar uma canalização de uso exclusivo de secção adequada à queda de tensão admitida (5% da tensão nominal) ou podemos aumentar a secção da canalização de uso partilhado [RSRDEEBT, 2006].

Segundo as regras técnicas, aprovadas pela portaria nº 949 de 11 de Setembro de 2006, as potências mínimas a utilizar durante o processo de dimensionamento das instalações habitacionais são [RSRDEEBT, 2006]:

- 3,45 kVA, em monofásico (15 A), em locais de um compartimento.
- 6,9 kVA, também em monofásico (30 A), em locais de dois a seis compartimentos.
- 10,35 kVA, em monofásico (45 A), em locais com mais de seis compartimentos.
- 6,9 kVA em trifásico (10 A), em locais até seis compartimentos.
- 10,35kVA em trifásico (15 A), em locais com mais de seis compartimentos.

Sabendo que a queda máxima ideal numa urbanização é de 5%, podendo assim ter um máximo 8% segundo o regulamento de ligação de clientes de baixa tensão [EDP, 2005].

Como tal a queda tensão ideal será de 20V ($\Delta U = U * 5\% = 400 * 0,05 = 20$).

$$\Delta U = \sqrt{3} * I \left(\rho \frac{l}{S} * \cos(\varphi) + X * \sin(\varphi) \right) \quad (\text{equação 4.3})$$

- Considerando $\cos(\varphi) = 0.8$, e $\sin(\varphi) = 0.6$;
- ΔU = Queda de tensão (V);
- ρ = Coeficiente de resistividade a 20°C ($2,82 * 10^{-8}$);
- l = Comprimento do cabo (m);
- S = Secção do cabo (mm^2);
- I = Corrente de serviço (A);
- X = Reatância do condutor (Ω);

4.6.1.2-Corrente de serviço

$$I_s = \frac{P_{total}}{\sqrt{3} * U^C * \cos(\varphi)} \quad (\text{equação 4.4});$$

Onde:

- I_s =Corrente de serviço (A);
- U^C =Tensão composta (V);
- $\cos(\varphi) = 0,8$;

4.6.1.3-Proteção contra sobrecargas

Todas as instalações estão sujeitas a sobreintensidades de corrente elétrica. Para evitar os danos das infraestruturas elétricas (como o deterioramento da cablagem) é necessário existirem proteções no sistema elétrico, tendo em conta as seguintes condições.

$$I_B \leq I_n \leq I_Z;$$

$$I(s) \leq I_n \text{ e } I_2 \leq 1,45 * I_Z;$$

Onde:

- I_B : Corrente de Serviço na canalização (A);
- I_n : Corrente estipulada do fusível (A);
- I_2 : Corrente de fusão do circuito (A);
- I_n : Corrente máxima admitida no circuito em condições permanentes (A);

De acordo com a norma europeia EN 60 239 e a HD 630.2.1 S4, $I_f=1,6I_n$ ou seja, $I_n = 0,90625 I_z$ [EDP,2005].

A corrente de serviço de um condutor subterrâneo deve obedecer as condições impostas pelo artigo 128º do RSDEEBT, segundo o artigo 128º é estipulado que a corrente de serviço tem de ser inferior a corrente nominal do fusível que protege o circuito [EDP,2007], [José Nunes, 2007].

4.6.1.4-Corrente de curto-circuito

O cálculo das correntes de curto-circuito, I_{cc} , é efetuado a partir da seguinte expressão:

$$I_{cc} = \frac{0.95 * U_s}{\rho_F * \frac{L_F}{S_F} + \rho_N * \frac{L_N}{S_N}} \quad (\text{equação 4.5})$$

em que : U_s é a tensão simples, em Volt;

ρ_F é a resistividade do condutor de fase;

ρ_N é a resistividade do condutor neutro;

L_F é o comprimento do condutor de fase, em m;

L_N é o comprimento do condutor de neutro, em m;

S_F é a secção do condutor de fase, em mm²;

S_N é a secção do condutor de neutro, em mm²;

O valor de I_{cc} obtido deve ser superior ao valor indicado na tabela dos fusíveis pois abaixo do valor indicado o fusível não tem sensibilidade para atuar [J. M. Forte, 2006].

A tabela 4.5 representa características dos fusíveis de proteção utilizados nas redes de baixa tensão.

A tabela 4.6 indica quais as distâncias máximas protegidas pelos respetivos fusíveis.

Tabela 4. 5- Características dos fusíveis de proteção [EDP, 2005]

Intensidade nominal (A)	Intensidade convencional de não fusão (A)	Intensidade convencional de fusão (A)
2	3	4
4	6	8
6	9	13
8	12	16
10	15	19
12	17	21
15	21	26
16	22	28
20	28	35
25	35	44
30	39	48
32	41	51
40	52	64
50	65	80
60	78	96
63	82	101
80	104	128
100	130	160
125	162	200
160	208	256
200	260	320
250	325	400
315	410	504
400	520	640
500	650	800
630	820	1 008

Tabela 4. 6- Comprimentos máximos admissíveis (L_{max}) em redes subterrâneas em função do fusível usado na proteção da canalização contra curto-circuitos (I_n) [EDP, 2005]

Tipo de cabo e secção	I_n A	L_{max} m	Tipo de cabo e secção	I_n A	L_{max} m
LSVAV 4x16	160	30	LSVAV 4x95	315	120
	125	50		250	165
	100	75		200	205
	80	100		160	280
	63	140		125	415
	50	190		100	460
LSVAV 4x25	200	35	LVAV 3x120+70	315	110
	160	70		250	155
	125	110		200	200
	100	120		160	265
	80	155		125	380
	63	225		100	425
LSVAV 4x35	250	50	LVAV 3x150+70	315	120
	200	75		250	175
	160	105		200	210
	125	150		160	290
	100	170		125	415
	80	215		100	460
LSVAV 4x50	315	55	LVAV 3x185+95	315	155
	250	90		250	225
	200	110		200	270
	160	150		160	375
	125	215		125	545
	100	240		100	605
LSVAV 4x70 (→)	80	310		80	780
	315	90	LSVAV 4x70 (→)	160	210
	250	125		125	305
	200	150		100	340

4.6.1.5-Comprimentos máximos protegidos contra curto-circuitos (L_{max})

De acordo com os regulamentos aplicáveis as canalizações elétricas devem ser protegidas contra curto-circuitos para que a corrente máxima admissível pelos condutores não seja atingida, ou seja, o condutor não deve atingir temperaturas muito elevadas evitando assim o seu deterioramento. Assim sendo para um dado fusível assegurar a proteção do circuito, a impedância da canalização desde o fusível até a carga mais distante do circuito não deve ser superior ao valor máximo da impedância de defeito. O valor máximo da impedância de defeito do circuito é obtido supondo que ocorre uma situação de curto-circuito e a resistência de canalização é correspondente a temperatura máxima no momento que ocorre o defeito. [EDP, 2005].

A coordenação entre as proteções contra sobrecargas e contra curto-circuitos deve ser feita de acordo com os termos regulamentares. Isto significa que, por exemplo, pode-se usar na origem de uma canalização principal, um fusível para a proteção contra curto-circuitos da canalização principal e das diversas canalizações dela derivadas, com um calibre superior ao que seria indispensável para a proteção contra sobrecargas de cada uma dessas canalizações derivadas desde que, em cada uma destas, exista um fusível com a função de proteção contra sobrecargas [Carlos Filipe, 2007].

4.6.1.6-Seletividade de Proteções

Em todas as infraestruturas elétricas é necessário existir seletividade de proteções pois em caso de defeito apenas atua o aparelho de proteção imediatamente a montante do defeito impedindo assim que as canalizações a montante deixem de funcionar. Quando se verificar a existência de mudança de secção dos condutores num circuito elétrico, segundo o artigo 131º do capítulo XIII, do RSRDEEBT (Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Elétrica de Baixa tensão) é obrigatório dimensionar proteções .

Segundo o regulamento de ligações a clientes de Baixa Tensão da EDP (DIT-C14-100/N) existe uma proteção mínima imposta pelos fusíveis tal como podemos ver na tabela 4.7.

Tabela 4. 7- Características dos condutores normalizados pela EDP utilizados em redes subterrâneas e aéreas [EDP, 2005]

Tipo de rede	Tipo de cabos e de condutores (nº cond. x mm ²)	I _z (A)	I _{n fus.} (A)	Potências alimentáveis (kVA)
Aérea	LXS 2x16	85	63	M: P ≤ 14
	LXS 4x16	75	63	T: P ≤ 43
	LXS 4x25	100	80	T: P ≤ 55
Subterrânea	LSVAV 2x16	95	80	M: P ≤ 18
	LSVAV 4x16	90	80	T: P ≤ 55
	LSVAV 4x35	130	100	T: P ≤ 69
	LSVAV 4x95	235	200	T: P ≤ 138
	LAVV 3x185+95	355	315	T: P ≤ 217
M - Ligação monofásica T - Ligação trifásica				

4.6.2- Redes iluminação pública

Durante o período de estágio foram executados vários trabalhos de expansão e implementação de novas infraestruturas de redes de iluminação pública (IP).

A receção da obra é feita através de um auto de medições no qual são mencionadas as seguintes informações:

- Designação e referência do material;
- Quantidade de material;
- Local a executar os trabalhos (nome da localização);
- Planta com a indicação dos trabalhos a efetuar (croqui);
- Identificação do responsável da EDP pela obra;

Durante o período de estágio foram apresentados ao autor alguns autos de medição de obras rececionadas que não continham qualquer tipo de croquis com a identificação e localização da obra bem como a localização dos apoios a implementar cabendo ao técnico responsável pela obra decidir a localização dos mesmos. Deste modo é da responsabilidade do técnico da obra a execução de um levantamento com a informação do local onde serão

implementados os trabalhos, tendo em conta as algumas normas que definem classes de iluminação, parâmetros recomendados e métodos de medida das “performances” fotométricas.

As normas mencionadas anteriormente são:

- EN 13201-1: Escolha das classes de iluminação;
- EN 13201-2: Parâmetros fotométricos recomendados;
- EN 13201-3: Cálculo dos parâmetros fotométricos;
- EN 13201-4: Métodos de medida das “performances” fotométricas;

Por forma a executar os trabalhos apresentados com o maior rigor possível em relação à localização dos apoios e dos respetivos pontos de luz, o autor teve em conta duas metodologias para determinar o cálculo da iluminância e a disposição das armaduras. O primeiro método utilizado foi através do software INDALWIN e o segundo através de um método teórico. Em seguida serão apresentadas as metodologias mencionadas [Manuel Matos, 1996], [Paulo Santos, 2007].

4.6.2.1-Método Teórico

Disposição das armaduras: o espaço que deve existir entre duas armaduras numa via de circulação está dependente de vários fatores, como por exemplo se a via se situa numa zona urbana ou rural, se é ou não uma via muito movimentada e o número de faixas de rodagem que contém. O espaço entre duas armaduras consecutivas é definido como a distância e . Sabendo que o fator de uniformidade é determinado através do quociente e/h , quanto menor for este último, maior será a uniformidade. Se o valor do quociente e/h for reduzido o número de armaduras será elevado.

Sabendo que o quociente e/h para uma via com duas faixas de circulação com aproximadamente 7m e uma altura da coluna metálica é de 10m, está situado no intervalo 2,5 a 3. Deste modo sabendo que $e/h = 2,5$ é possível obter a distância entre as colunas metálicas, isto é, $10 \cdot 2,5 = 25m$ que é a distância pretendida. Isto pode ser verificado na tabela 4.8 [Paulo Santos, 2007].

Tabela 4. 8-Representação das várias classes de iluminância para os vários tipos de via [Paulo Santos, 2007]

Tipos de vias	Altura (h)	Quociente e/h	Disposição das Iluminarias
Vias Urbanas vias interurbanas	10-20.0	2,5-3	2 Vias de circulação (7m); unilateral
	8,5-10	3-4	3 Vias de circulação (10,5); bilateral 4 Vias de circulação (> 10,5m) bilateral
Vias Urbanas vias Rurais	8,5-10	3-4	L <=h unilateral h<l<=1,5xh bilateral alternada L> 1,5xh bilateral o oposta
Loteamentos zonas pedonais Jardins	4-6	4-5	De acordo com as condições locais

4.6.2.2-Software INDALWIN

Ao utilizar o software INDALWIN o autor tem de ter em conta o tipo de via em que vai efetuar o projeto de iluminação. Existe a necessidade de classificar o tipo de via, ou seja, se é uma autoestrada, uma via rápida, uma estrada nacional, uma estrada urbana ou uma estrada rural. O autor tem também de ter em conta a intensidade de tráfego e a velocidade máxima permitida nessa mesma estrada [Manual do Indalwin, 2009].

O programa INDALWIN baseia-se no seguinte método para o cálculo da iluminância:

O cálculo é efetuado baseado na seguinte expressão:

$$L = \sum \left[I(c, \gamma) * \frac{r(\beta, t\gamma)}{h^2} \right] (cm/m^2) \quad (\text{equação 4.6})$$

Onde é feito o somatório de todos os valores da intensidade de luz $I(\beta, t\gamma)$ multiplicado pelo coeficiente da luminária $r(\beta, t\gamma)$, através do qual se obtêm a interpolação quadrática da matriz das intensidades das luminárias e a sua reflexão no pavimento. A altura máxima do poste é representada por h. A figura 4.14 representa as unidades descritas anteriormente [Manual do Indalwin, 2009]

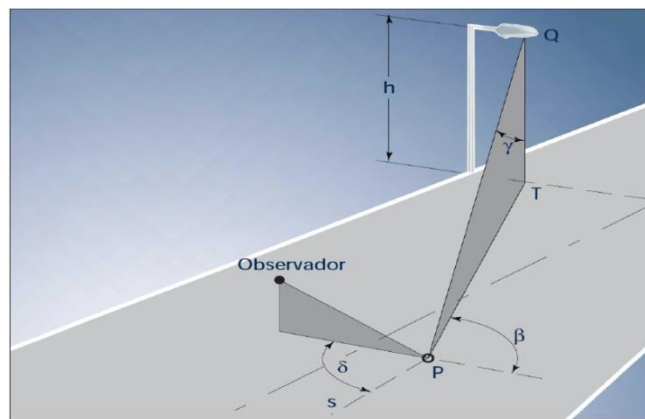


Figura 4. 14-Método da determinação da iluminância utilizado pelo INDALWIN.
[Manual Indalwin, 2009]

4.6.2.2.1-Método utilizado pelo INDALWIN para determinar as distâncias entre luminárias

O programa INDALWIN utiliza um método que consiste em analisar um conjunto de pontos longitudinalmente e transversalmente da via em estudo. Longitudinalmente a rede analisa a área existente na estrada entre duas luminárias consecutivas do mesmo lado como pode verificar-se na figura 4.15. Transversalmente deve abranger a largura definida pela área de referência. Os pontos utilizados neste método estão situados da seguinte forma:

- Longitudinalmente, se a distância for inferior a 50 metros este método deve utilizar 10 pontos, e estes últimos devem estar a uma distância igual ou inferior a 5 metros. Se for uma distância superior a 50 metros temos de utilizar mais de 10 pontos visto que a distância máxima entre os pontos ser no máximo 5 metros.

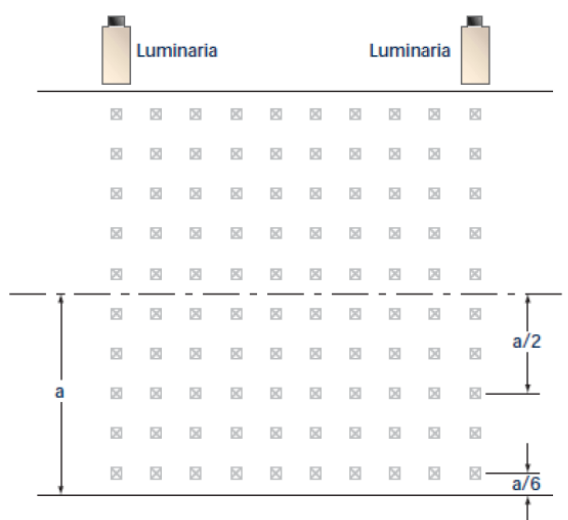


Figura 4. 15-Método de pontos utilizado pelo INDALWIN [Manual Indalwin, 2009]

- Transversalmente, dos 10 pontos existentes, estes são divididos por 5 pontos em cada faixa de rodagem, sendo que um dos pontos se deve situar no centro dessa mesma faixa. Dois dos 10 pontos, os dos extremos, devem estar nos passeios a uma distância de $\frac{1}{6}$ do valor total da largura da via [Manual Indalwin, 2009].

4.6.2.2.2-Exemplo de inserção de dados

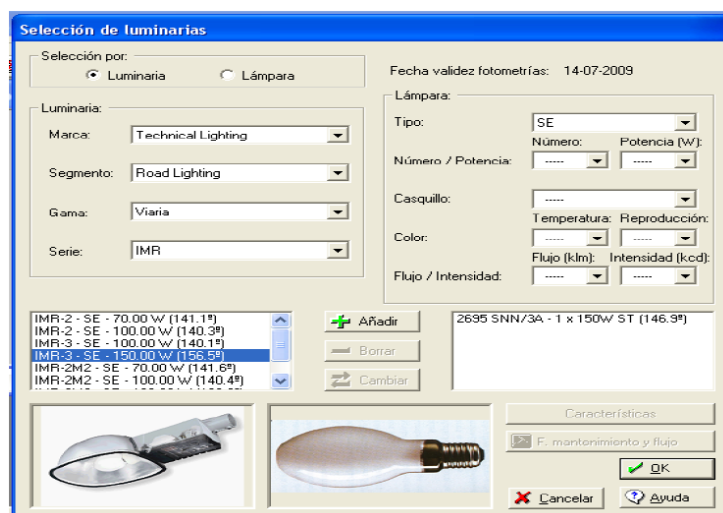


Figura 4. 16-Inserção de dados no INDALWIN [Manual Indalwin, 2009]

Gráficos obtidos:

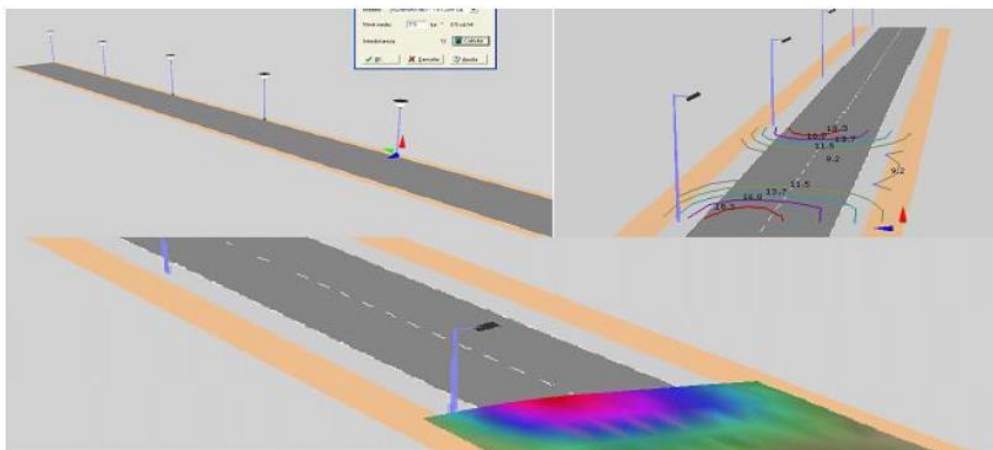


Figura 4. 17-Dados obtidos sobre os níveis de iluminação do INDALWIN
[Manual Indalwin, 2009]

A figura 4.16 representa a inserção de dados no INDALWIN referentes à distância da via, tipo de armaduras, colunas e tipo de lâmpadas. A figura 4.17 representa alguns dos gráficos obtidos com o INDALWIN onde podemos observar os níveis de iluminação ao longo da via, podendo assim ter uma maior perceção das zonas iluminadas.

4.6.2.3.-Distribuição dos pontos de luz nos cruzamentos

O projetista tem de ter em conta alguns critérios sobre a disposição das armaduras em cruzamentos ou entroncamentos no momento da realização do projeto [Manual Indalwin, 2009].



Figura 4. 18-Regras de disposição das armaduras num entroncamento [Manual Indalwin, 2009]

Nos cruzamentos/entroncamentos ou rotundas o nível de iluminação terá de ser cerca de 10% a 20% superior ao resto da via pública.

Segundo o critério da disposição das armaduras num entroncamento e tendo em consideração a figura 4.18, a luminária 1 permite indicar ao condutor que circula da via A para a via B que está presente num entroncamento ou que ali finaliza a via [Manual Indalwin, 2009].

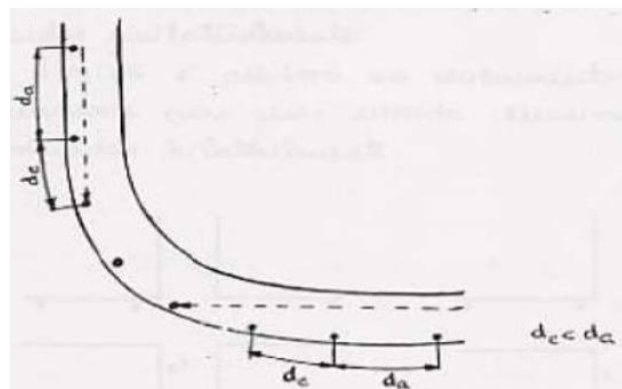


Figura 4. 19-Regras de disposição das armaduras numa curva [Paulo Santos, 2007]

As curvas de grande raio, da ordem dos 300 m, deverão ser tratadas como estradas retilíneas. No que respeita a estradas estreitas ilumina-se apenas a parte exterior da curva. Quando as curvas apresentam um raio menor colocam-se as armaduras no exterior da curva, reduzindo os intervalos de 1/2 a 2/3 da distância entre armaduras na parte retilínea da estrada [Manual do Indalwin, 2009]. A figura 3.19 representa a disposição das armaduras numa curva com um raio menor a 300m.

4.6.2.4-Ligações dos circuitos de iluminação pública

A alimentação de uma rede de iluminação pública pode ser feita a partir de um posto de transformação, através de redes subterrânea /aérea ou através de infraestruturas de iluminação pública já existentes. As três figuras seguintes representam os condutores utilizados nos vários tipos de alimentação, bem como a forma como as ligações se processam.

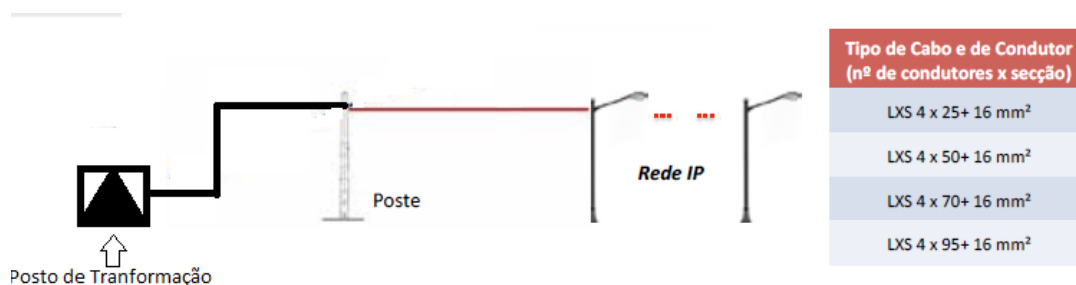


Figura 4. 20-Ligação de rede aérea I.P. a um PT [EDP, 2011]

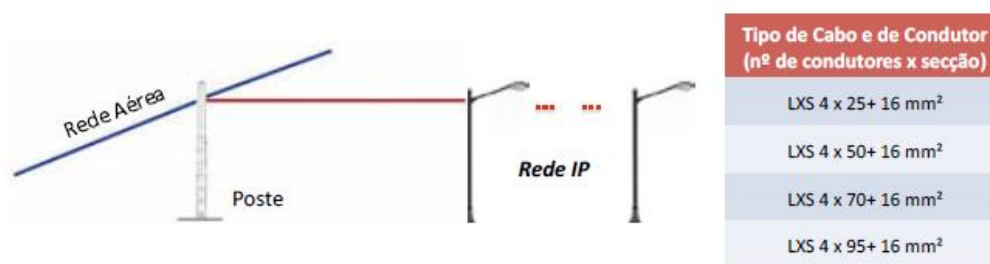


Figura 4. 21-Ligação da rede aérea I.P. a infraestruturas já existentes [EDP, 2011]



Figura 4. 22-Ligação de rede subterrânea I.P. a um PT [EDP, 2011]

4.6.2.5-Circuito terras da rede de iluminação pública

As redes de iluminação pública podem ser executadas por colunas ou por apoios com armaduras. Nos locais onde a iluminação pública é concebida através de colunas (zonas urbanas, jardins, etc) e, segundo o guia técnico de terras, o condutor neutro da rede é ligado a terra de serviço no primeiro e no último apoio de cada circuito de IP.

4.7-Conclusão

No capítulo 4. do presente relatório estão discriminados os tipos de ligações de novos clientes à rede elétrica de baixa tensão. As ligações de baixa tensão a novos clientes podem ser efetuadas através de ligações aéreas ou subterrâneas.

As redes de baixa tensão (BT) caracterizam-se como redes de distribuição de energia e têm uma tensão simples de 230V/400V. A rede de baixa tensão estabelece a fronteira da rede pública (operador de energia exemplo EDP) e a rede doméstica dos clientes (consumidores). As redes de distribuição de energia elétrica de baixa tensão caracterizam-se como redes radiais.

As redes de baixa tensão estão sistematicamente sujeitas a alterações nas suas infraestruturas devido à entrada e saídas de novos e antigos clientes. A alimentação dos clientes está definida por níveis de ligação que se dividem em ligações de baixa tensão (BTN) onde as potências a contratar pelo cliente são normalizadas pela entidade reguladora de energia elétrica e têm valores inferiores a 41.4kVA. Nas ligações de tensões especiais de baixa tensão (BTE's) os escalões de potências contratadas são superiores a 41.4kVA e a potência consumida é contabilizada através de contadores de energia ativa e reativa.

Para dimensionar uma rede de baixa tensão é necessário obter a potência total da infraestrutura a projetar através da determinação das cargas dos consumidores que se vão ligar a rede e o número de consumidores para determinar o fator de simultaneidade. Depois de determinada a potência total e a localização das cargas e o fator de simultaneidade, pode-se determinar o número de circuitos a implementar distribuindo as cargas pelos vários circuitos, e determinar a secção dos condutores e respetivas proteções.

As redes de iluminação públicas são compostas por redes subterrâneas normalmente utilizadas em zonas urbanas e redes de iluminação pública aéreas mais utilizadas em redes situadas em zonas rurais. Para projetar uma rede de iluminação pública o projetista deve ter em consideração o tipo de local onde se situa a infraestrutura, por exemplo se é uma via urbana ou uma via rural, se é uma via pedonal com muito ou pouco movimento, como um jardim ou uma praça com zona de restauração, porque o nível de iluminação necessário é variável tendo em conta as necessidades do meio envolvente.

5-Tarefas de manutenção acompanhadas durante o estágio

5.1-Introdução

Neste capítulo são apresentadas as tarefas de manutenção das infraestruturas elétricas efetuadas em postos de transformação de energia elétrica e iluminação pública. O autor apresenta e descreve os tipos de postos de transformação encontrados durante o estágio bem como a discriminação dos trabalhos e das equipas técnicas que efetuaram os trabalhos de manutenção.

5.2-Manutenção das redes de iluminação pública (RIP's)

Durante o período de estágio foi permitido ao autor acompanhar e participar na tarefa de atualização e processamento de RIP's. Esta tarefa consiste em executar um levantamento no qual é identificado o tipo de foco (luminária), o número de focos alimentados por cada posto de transformação, classificando o estado de conservação dos mesmos e a sua potência nominal. Na tarefa são ainda requeridas as tensões à saída do secundário do transformador assim como as intensidades do quadro geral do posto de transformação e da iluminação pública.

As ordens de serviço mencionadas são emitidas pelo Call Center da EDP e são identificadas através de um número referente à ordem de serviço em questão onde é mencionado o número do posto de transformação, a localidade e a área operacional onde o posto de transformação se encontra. As ordens de trabalho são rececionadas pelo software GME (gestão móvel de empresas), e posteriormente são encaminhadas para o PDA (dispositivo de dados móvel) da equipa que executa o serviço. Este procedimento permite controlar em tempo real o número de serviços executados e a localização exata de cada equipa, porque o sistema operativo do PDA cria um registo com hora e data do início dos trabalhos e posteriormente é criado outro registo com a hora e data que indica o fim dos trabalhos. A figura 5.1 indica as várias etapas que traduzem a introdução de dados por parte das equipas no PDA durante a execução dos trabalhos.

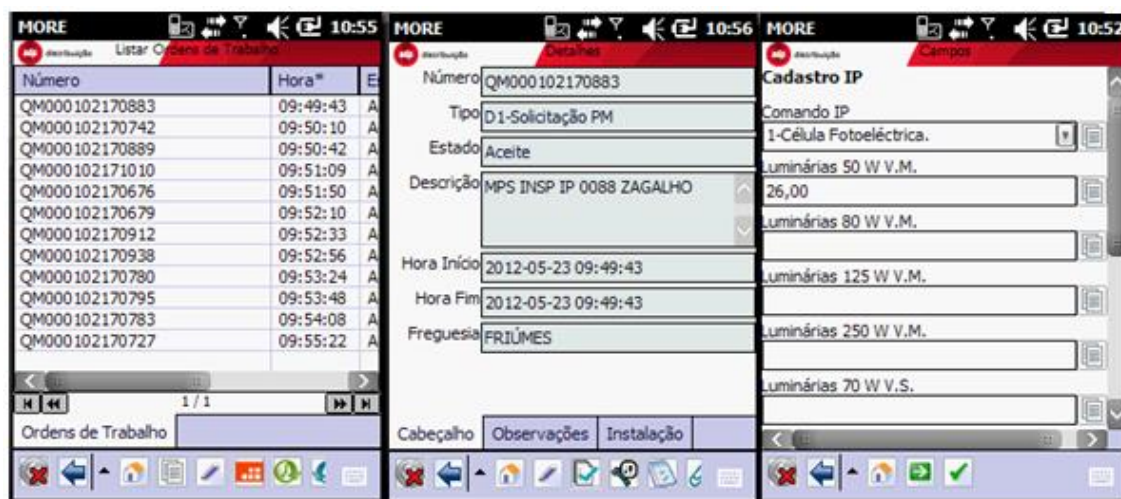


Figura 5. 1-Exemplo da receção de uma ordem de serviço no PDA de um técnico

5.3-Manutenção e implementação de postos de transformação

Durante o período de estágio foi ainda possível ao autor acompanhar alguns trabalhos de manutenção/inspeção de postos de transformação, implementação e aumento de potência de postos de transformação. De seguida serão apresentados os tipos de postos de transformação implementados na rede de distribuição, ações de manutenção e prevenção, tipos de ligação a rede de transporte e elementos que constituem um posto de transformação.

O equipamento fundamental de um posto de transformação é o transformador, mas como a instalação envolve elevados níveis de tensão e de energia, necessita naturalmente de um conjunto adicional de aparelhagem mecânica com o objetivo de realizar funções obrigatórias de comando, seccionamento, contagem e proteção quer de pessoas e animais, quer dos próprios equipamentos e outros bens.

O posto de transformação têm como função converter a média tensão (10kV/15kV / 30kV) em baixa tensão (230V/400V) utilizável pelos consumidores finais.

Os postos de transformação devem ser projetados de forma a estarem situados nas redes de distribuição próximos dos centros de consumo. As características dos transformadores variam de acordo com o nível de potência elétrica necessária para satisfazer as necessidades dos consumidores de energia elétrica.

Os postos de transformação classificam-se através das seguintes características:

1. Modo de Alimentação: Radial; Anel Aberto; Dupla Derivação;
2. Serviço Prestado: Públicas; privado;
3. Modo de Exploração: Manual; Automático;

5.3.1-Classificação dos postos de transformação:

5.3.1.1-Aéreos (tipo A, AS ou AI):

Os postos de transformação aéreos são instalados em postes de betão, do tipo TP4 (TM04-2250-740) com uma altura útil de 14 metros e suportam um esforço de 2250daN. Os equipamentos que constituem o posto de transformação são montados adequadamente na estrutura física do poste de acordo com as especificações do projeto-tipo. Este género de posto de transformação é muito utilizado em redes rurais aéreas.

Se a ligação à rede de média tensão se fizer através de seccionador (não permite a ligação à rede em tensão), teremos um tipo AS e se essa ligação for estabelecida mediante interruptor-seccionador (permite a rede em tensão) será um postos de transformação A.I. A tabela 5.1 representa o tipo de ligação e a respetiva potência dos postos de transformação aéreos. A figura 5.2 representa os seccionadores utilizados nos postos de transformação AS e AI.

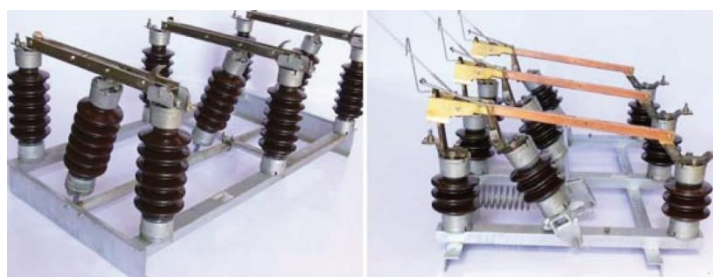


Figura 5. 2-a) Seccionador (utilizado em P.T.AS á esquerda). b)Seccionador Interruptor (utilizado em P.T.AI á direita) [Ribeiro da Silva, 2010]

As características dos transformadores de um posto de transformação aéreo são:

- Trifásicos, para montagem exterior;
- Devem obedecer às normas NP-443 e NP-2627;
- Tensões primárias de 6, 10, 15 e 30 kV e secundárias de 230/400 V;
- Dotados de comutador em vazio, do lado do primário, para $\pm 5\%$;

Tabela 5. 1-Classificação dos Postos de Transformação Aéreos [Ribeiro da Silva, 2010]

Tipo de P.T	Potencia dos geradores a utilizar (KVA)				
	25	50	100		
A	25	50	100		
AS	25	50	100		
AI				160	250

**Figura 5. 3-PT AS á esquerda e PT AI á direita, [Nelson Brás, 2012]**

5.3.1.2-Cabina Alta (tipo CA1 ou CA2):

Este tipo de postos de transformação são concebidos para que alimentação seja feita através de uma linha aérea com tensões até 15kV e com uma potência máxima de 630kVA.

O posto de transformação CA está a cair em desuso uma vez que é muito fácil proceder-se à passagem da linha aérea a cabo subterrâneo e alimentar-se uma cabine baixa com uma arquitetura modular de posto de transformação. Os trabalhos executados durante o período de estágio neste tipo de posto de transformação apenas foram de manutenção e inspeção.

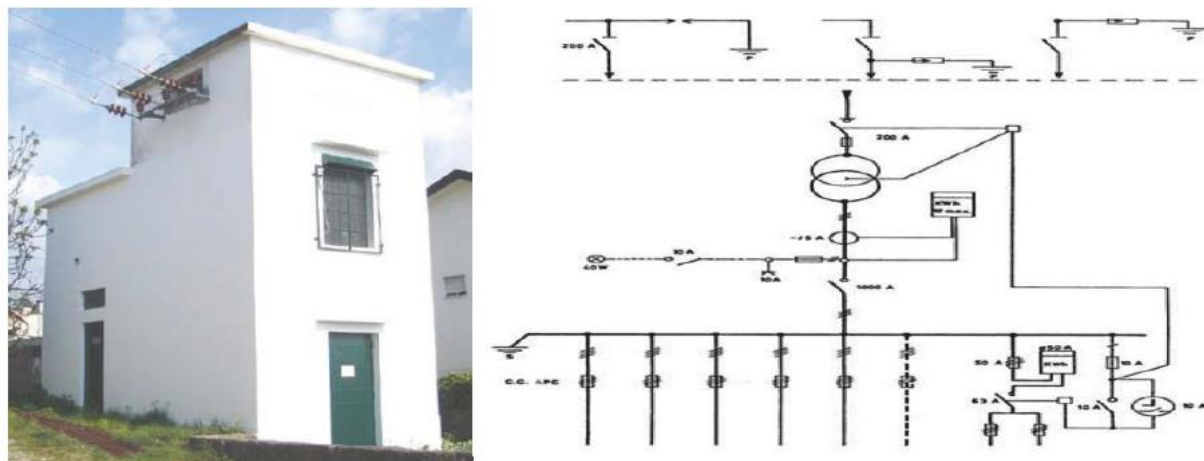


Figura 5. 4-Posto de Transformação de cabine alta [Ribeiro da Silva, 2010]

As saídas deste tipo de postos de transformação são executadas em condutores do tipo LVS e LXS (troçada), de 50 mm^2 de secção, ou uma ou duas de 70 mm^2 , com uma saída de 16 mm^2 para IP, para o PT CA1. No caso do posto de transformação tipo CA2 será possível executar seis saídas, de 50 mm^2 ou 70 mm^2 , com duas saídas de 16 mm^2 de IP [Nelson Brás, 2012]. A figura 5.4 ilustra um posto de transformação de cabine alta.

5.3.1.3-Cabina Baixa/pré-fabricado:

Os PT's cabine baixa são utilizados em redes urbanas ou loteamentos. São dotados de celas SF6 com equipamento modular compacto. A alimentação do mesmo é feita através de uma linha subterrânea com tensões até 36kV. Este tipo de posto de transformação tem uma potência máxima de 630kVA. A figura 5.5 representa um posto de transformação de cabine baixa.



Figura 5. 5-PT cabine baixa com localização na urbanização Figueira de Lorvão

A estrutura e a composição dos postos de transformação em cabine são similares aos dos postos aéreos. Uma das especificidades dos postos de cabine reside na necessidade de proteção contra contactos directos, uma vez que a altura a que é feita a montagem dos seus componentes os torna acessíveis a quem estiver no interior da instalação. Outra diferença em relação aos PT's aéreos é a potência instalada, sendo superior no caso dos postos em cabina. [Nelson Brás, 2012].

5.3.2-Ações de inspeção em PT's

A inspeção a Postos de Transformação envolve a descrição e a verificação do estado de todos os equipamentos: quadros BT, transformador, celas, seccionadores, circuito de iluminação, bem como a realização de medições de corrente e tensões (através da pinça amperimétrica) e dos valores da resistência de terra de serviço e de proteção, devendo ser preenchido pelo executante da tarefa as notas de informação para entregar a EDP Distribuição [José Silva, 2012].

As tarefas de inspeção devem ser efetuadas no mínimo duas vezes ao ano.

5.3.3-Ações de manutenção de PT's

A manutenção do posto de transformação é requisitada pela EDP Distribuição através de uma ordem de trabalhos onde são mencionadas as várias tarefas a executar.

As tarefas de manutenção de um posto de transformação consistem em [EDP,2009]:

- Limpeza geral do posto de transformação (pavimento, caminho de cabos, remoção de teias de aranha, etc.);
- Limpeza geral do barramento de média tensão e do quadro geral;
- Limpeza, afinações e lubrificações dos aparelhos de corte e proteção;
- Limpeza dos transformadores de potência;
- Substituição de material avariado;
- Verificação e lubrificação de dobradiças, fechaduras e fechos das portas de acesso a instalação;
- Substituição do material avariado ou danificado;
- Limpeza de vegetação que impede o acesso ao posto de transformação;

Por vezes os trabalhos de manutenção dos postos transformação têm necessidade de ser executados em tensão sendo este tipo de serviço executado por equipas TET (trabalho em tensão) de baixa tensão e média tensão. O trabalho TET denomina-se como todas as ações em que o trabalhador entra em contacto com peças em tensão ou entra na zona de trabalho em tensão com partes do corpo ou com ferramentas, equipamentos ou dispositivos que ele manipule. Para realizar trabalhos em tensão é necessário criar automatismos programados e proteções reguladas para regime especial de exploração [EDP, 2009].

O regime especial de exploração são todas as situações em que é colocado um elemento de rede ou uma instalação durante a realização de trabalhos em tensão, a fim de diminuir as consequências de um eventual incidente e de evitar reposições de tensão automáticas ou voluntárias no seguimento do disparo das proteções [José Silva, 2012].

Os trabalhos TET de baixa tensão executados num posto de transformação consistem na execução de tarefas de manutenção (limpeza interior e exterior de PT) em que todos os circuitos do posto de transformação se encontram em tensão.

Os trabalhos TET de média tensão em postos de transformação ocorrem quando é preciso garantir que o fornecimento de energia ao cliente final não seja interrompido e garantir que não existe tensão no primário do transformador [José Silva, 2012].

5.3.4-Material de proteção individual utilizado pelos técnicos de limpeza dos postos de transformação

Neste tópico será apresentado uma lista de material que os técnicos que executam tarefas em tensão devem utilizar, sendo estes elementos alvo de avaliação feita através de auditorias executadas pelo Departamento Gestão de Materiais e Equipamentos (DGF) [José Silva, 2012].

- Um par de luvas de proteção mecânica;
- Um par de luvas isolante para TET, este tipo de luvas isolantes não se destinam a permitir a realização de trabalhos ao contacto em MT, mas usadas no decorrer das operações, à distância, como por exemplo as funções de aspiração e sopragem, de aplicação de líquidos de limpeza nos contactos com as massas de aparelhagem MT;
- Calçado de segurança especial em couro TET;
- Capacete isolante, igual ao utilizado em TET MT;
- Capacete dotado de viseira de proteção contra raios ultravioleta,

Como exemplo, é apresentado a seguir, o procedimento tomado no trabalho de remodelação do P.T33 situado em Vila Nova de Poiares.

Ações de manutenção executadas no P.T.33 em Vila Nova de Poiares foram:

- Pintura Interior e exterior do posto de transformação;
- Instalação e lubrificação dos acionamentos mecânicos dos descarregadores sobre tensão (DST);
- Substituição quadro geral de baixa tensão do posto de transformação;
- Limpeza do transformador e respetivos barramentos;
- Verificação e reposição caso necessário do nível de óleo do transformador;

Para a realização das tarefas mencionadas é importante garantir que a tensão nos barramentos da entrada do posto de transformação seja nula. A figura 5.6 representa as condições de trabalho e as infraestruturas de rede existentes no PT 33 em Vila Nova de Poiares.

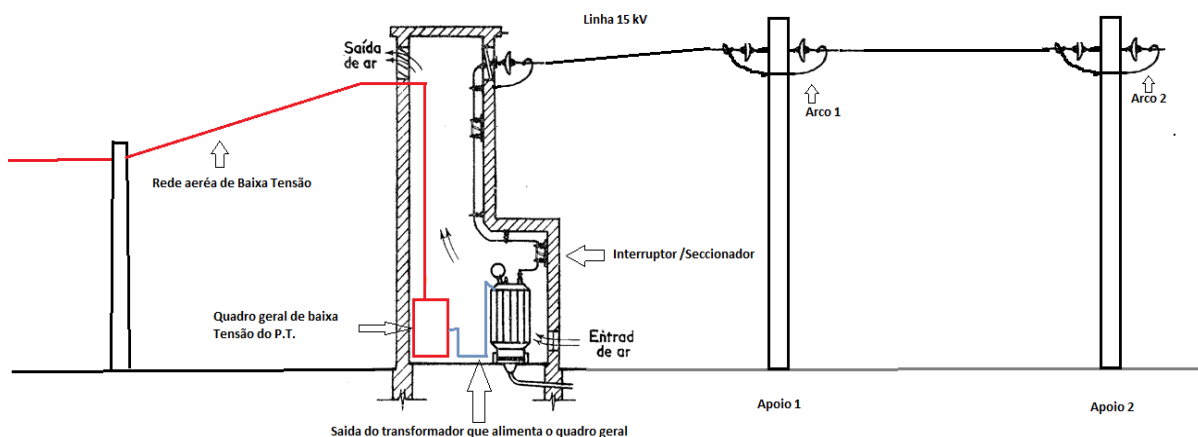


Figura 5. 6-Intervenção TET numa manutenção de um PT (Poiões)

Após uma deslocação ao local e a elaboração da planificação da realização dos trabalhos, as tarefas realizaram-se do seguinte modo:

1. Ligação do Móvel Pack (posto de transformação Móvel) ao vão entre o apoio um e apoio dois através de cabos secos;
2. Ligação do Móvel Pack ao quadro geral TET;
3. Ligação dos Circuitos da rede aérea ao Quadro geral TET;
4. Abertura do interruptor do posto de transformação e posterior fecho do interruptor do móvel pack;
5. Abertura de arco 1 no apoio 1 (trabalho executado pela equipa TET MT);
6. Execução dos trabalhos de manutenção mencionados anteriormente;
7. Fecho do arco 1 em tensão, ligação dos circuitos da rede aérea ao quadro geral;
8. Abertura do interruptor do móvel pack e fecho do interruptor do PT;

Com a execução da tarefa dos pontos (1.) e (2.) salientados anteriormente, é possível criar um bypass através do paralelo do circuito compreendido entre as saídas da rede aérea de baixa tensão e o vão dos apoios um e dois.

No momento em que se executa tarefa indicada no ponto quatro, os clientes que estão a ser abastecidos pelo PT 33 apenas ficam sem energia elétrica um ou dois segundos, tempo de manobrar os interruptores do posto de transformação e do móvel pack.

Sempre que seja necessário a realização de trabalhos em tensão, a EDP emite a correspondente autorização de intervenção em tensão (AIT). O indivíduo responsável pelo

cargo de iniciação destes trabalhos, não poderá dar início à execução dos mesmos sem a autorização do Agente de Exploração.

5.4-Trabalhos realizados nas redes em tensão

Como já foi mencionado no ponto 5.3.3 do presente relatório onde são referidas algumas das tarefas de manutenção de postos de transformação, para que a execução de determinados trabalhos seja possível é necessário recorrer a equipas especializadas de trabalho em tensão de forma a garantir a qualidade e continuidade de serviço. Assim sendo, neste tópico serão apresentadas algumas tarefas executadas pelas equipas TET durante o período de estágio.

5.4.1-Abertura e fecho de circuitos elétricos

A abertura e o fecho de arcos podem resultar na necessidade de efetuar trabalhos de exploração e manutenção da rede que permitem modificações tanto do esquema da rede como de elementos danificados ou destruídos, como por exemplo, seccionadores, manutenção de postos de transformação, interruptores aéreos de telecomando e uniões de condutores [EDP, 2009].

5.4.2-Abertura e fecho de circuitos elétricos em vazio

Na abertura ou fecho de um circuito aéreo alimentado apenas por transformadores em vazio, a situação mais comum é o desligar de um ramal para um PT aéreo ou de cabine, no qual o valor máximo da corrente no transformador não seja superior ao valor máximo da corrente de magnetização do transformador [EDP,2009].

5.4.3-Abertura e fecho de circuitos elétricos em carga

A abertura ou fecho de um circuito em carga, independentemente da tensão da instalação, não é permitida para uma carga superior a 40 kW, admitindo-se que o fator de potência ($\cos(\varphi)$) seja igual a 0,7, sendo necessário o recurso à utilização de dispositivos de

manobra em carga, vulgarmente designados por DMC's, cujo exemplo se mostra na figura 5.7 [José Silva, 2012].

Acima dos limites dos DMC's (equipamentos utilizado para abrir ou fechar circuito da rede aérea em carga), o desligar e o ligar de um condutor não podem ser feitas em tensão. Antes da realização de uma operação de abertura ou fecho de um circuito elétrico, o individuo responsável pelos trabalhos deve certificar-se que os executantes estão prontos e nas melhores condições para a concretização de tal trabalho. Esta tarefa só pode ser efetuada pelos executantes depois de receberem uma ordem verbal e explícita da pessoa responsável por tais trabalhos [José Silva, 2012] [EDP,2009].



Figura 5. 7-Abertura de Arcos em tensão com DMC's (Granja)

5.4.4-Manutenção de seccionador

Depois de executadas as tarefas de preparação da zona de trabalhos e preparação das ações de intervenção, inicia-se os seguintes trabalhos de manutenção do seccionador em tensão [EDP,2009]:

1. Curto-circuitar seccionador (com recurso a cabos secos garantindo continuidade serviço);
2. Remoção de arcos;
3. Proteger condutores;
4. Manutenção/conservação do seccionador;
5. Medir e confeccionar novos arcos;
6. Remoção de protetores;

7. Escovar condutores da linha;
8. Ligação dos novos arcos;
9. Remoção de curto-circuitadores (malhas de Terra);

5.4.5-Montagem de apoio em alinhamento

Apesar da montagem do apoio em alinhamento não ser muito usual, a utilização de equipas TET, não deixa de ser importante quando é realizada em tensão.

Por norma, a montagem do novo apoio pode ser feita junto ao apoio antigo (apoio a substituir) ou a meio vão.

A colocação de novo apoio junto ao antigo pode dever-se à deterioração significativa do mesmo, pondo em causa a segurança e continuidade do fornecimento de energia. O posicionamento do novo apoio a “meio” vão pode dever-se, por exemplo à necessidade de aumentar a distância dos condutores da linha a uma nova construção civil ou à execução de um novo ramal. Este tipo de trabalho exige rigor e responsabilidade, não só por parte das triangulações, como também, dos restantes equipamentos e ferramentas.



Figura 5. 8-Implementação do apoio nº31 da obra de Oleiros

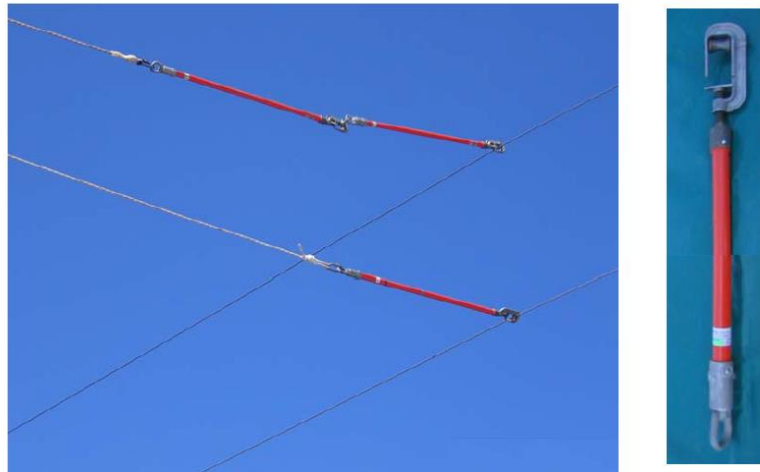


Figura 5. 9-Ferramentaria TET utilizada na implementação do apoio nº33 na LAMT em Oleiros

A figura 5.8 representa a implementação de um apoio próximo de uma linha de média tensão em carga. A figura 5.9 representa os elementos que servem para exercer tração nos condutores existentes evitando que estes entrem em contacto entre si e com meios exteriores à linha.

5.5 Conclusão

No capítulo 5 foram apresentados os tipos de postos de transformação e as respetivas ações de manutenção que foi possível ao autor acompanhar durante o estágio.

As ações de manutenção permitem fiscalizar e efetuar reparações nas infraestruturas da rede elétrica. As ações de manutenção e fiscalização dos postos de transformação de energia são efetuadas duas vezes por ano. Estas consistem na manutenção do transformador de energia elétrica e de todos os elementos compostos por mecanismos mecânicos que permitem executar as ações de corte e proteção em boas condições. Assim sendo, são verificadas e registadas as leituras da terra de serviço, terra de proteção do posto de transformação e ainda é feita a limpeza exterior e interior do PT.

A manutenção do PT é muito importante porque garante não só o bom funcionamento do posto de transformação, mantendo operacional todos os mecanismos que permitem a atuação das proteções de curto-circuitos e sobrecargas, mas também a verificação do estado dos acessos aos postos de transformação. Foi ainda verificado pelo autor que os postos de transformação em zonas rurais mais isoladas estavam inacessíveis devido a densa vegetação e na possibilidade de uma anomalia (avaria) num desses PT's, o tempo de resposta a resolução desta, seria muito superior porque os técnicos não têm acesso ao interior dos PT's.

A manutenção da iluminação pública é feita anualmente e consiste no cadastro do número de luminárias e na classificação dos tipos de luminárias utilizados em cada circuito do PT. Para as armaduras e luminárias que sejam consideradas obsoletas é feito um registo para que sejam substituídas por equipamentos técnicos mais recentes e que correspondam às normas de segurança e eficiência energética.

6- Planificação, montagem e execução de trabalhos

Neste capítulo serão apresentados e discriminados os trabalhos acompanhados nas obras de Oleiros e São João do Campo durante o período de estágio.

A execução de trabalhos de uma linha de aérea de média tensão está faseada em várias etapas. A primeira fase dos trabalhos consiste em elaborar um levantamento das propriedades e dos proprietários onde está prevista a implementação da rede aérea de média tensão em estudo.

Na segunda fase dos trabalhos, o empreiteiro que executa os trabalhos tem como tarefa deslocar-se ao terreno para executar a seleção do local onde será implementado o estaleiro de obras bem como a picagem do terreno.

Depois de executadas as ordens de serviço anteriores, precede-se aos trabalhos de abertura de fundações e arvoamento dos apoios, seguindo-se os trabalhos de passagem de linha e respetivas amarrações.

Nos tópicos seguintes será apresentado de forma mais detalhada cada uma das tarefas discriminadas.

6.1-Dimensionamento da linha aérea de média tensão de S. João do Campo

Como foi referido em pontos anteriores do presente relatório a empresa “Barata e Marcelino SA.” não tem como função elaborar projetos de urbanizações ou redes de média tensão, mas sim executar os mesmos. Durante o período de estágio foi atribuído ao autor do relatório a tarefa de execução de um projeto de uma rede de média tensão de pequenas dimensões de modo adquirir a maior experiência possível durante o período de estágio. Deste modo o projeto da expansão da rede aérea de S. João do Campo era o trabalho ideal pois permitiria planejar, executar e acompanhar o projeto do princípio ao fim.

O projeto em questão tem como principio interligar a rede de distribuição de média tensão existente em São João do Campo à futura urbanização localizada no interior da localidade. Para que alimentação da urbanização se concretize é necessário projetar a rede

aérea com uma tensão nominal de 15kV com o objetivo de fornecer energia elétrica ao posto de transformação a implementar na nova urbanização. O Posto de Transformação mencionado classifica-se como A.I. e tem uma potência nominal de 160kVA. Depois de efetuado um levantamento do local e das características da rede existente, verificou-se que o apoio onde se iria localizar a derivação na linha aérea existente, para a linha área mencionada seria no apoio D0934. A linha a projetar terá um comprimento de 0.6km.

A localização da rede aérea a implementar do projeto em questão pode ser observado na planta de localização da figura 6.1.



Figura 6. 1-Localização da rede aérea de média tensão de São João do Campo

Como se pode ver na figura 6.1 o traçado a vermelho representa a rede aérea projetada e o traçado a azul representa a rede aérea existente.

Depois de efetuado e analisado o levantamento do local definiu-se a localização do posto de transformação e dos diversos apoios.

A figura 6.2 representa o resultado do levantamento topográfico do local que serve de orientação para executar o dimensionamento do cálculo mecânico e elétrico do projeto em questão.

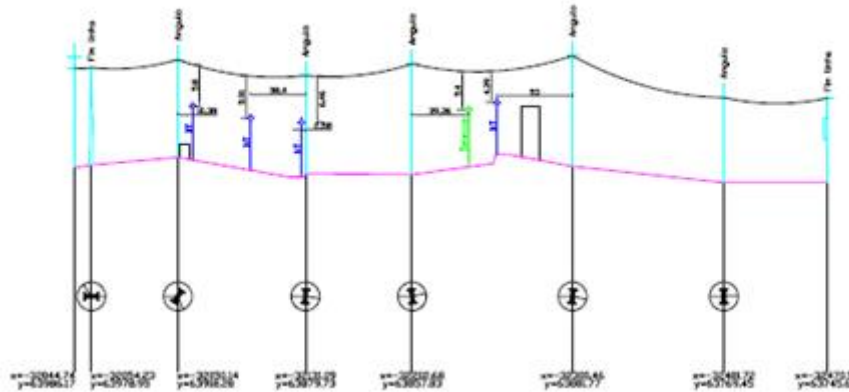


Figura 6. 2-Levantamento topográfico da Bora de São João do Campo

Nos anexos I e II do presente relatório estão apresentados o perfil da linha e o mapa de medições da linha aérea de S. João do Campo.

6.1.1-Cálculo elétrico de São João do Campo

6.1.1.1-Dimensionamento da corrente de serviço

Para obtermos a secção técnica dos condutores a implementar é necessário determinar a corrente de serviço, depois de calculado o valor da mesma recorre-se a diversas tabelas fornecidas pelos fabricantes de condutores e deste modo determinar-se qual a secção do condutor a utilizar.

$$I_s = \frac{P}{\sqrt{3} * U_n * \cos(\alpha)} = \frac{160000}{\sqrt{3} * 15000 * 0,9} = 6,89266(A)$$

Depois de analisado a tabela 6.1 verifica-se que o condutor de alumínio-aço indicado terá uma secção de 30mm².

Tabela 6. 1- Características dos condutores de alumínio de alma de aço (solidal)
Técnico Solidal, 2010]

[Guia

Designação		Área (mm ²)			Nº de fios		Diâmetro fios (mm)		Diâmetro (mm)		Massa por unidade de comprimento (kg/km)	Carga de Rótura Nominal (kN)	Resistência Eléctrica máxima a 20°C (Ω/km)	Modulo de Elasticidade Final	Coefficiente linear de expansão	Capacidade Nominal ⁽¹⁾	Peso de massa Protectora de acordo com EN 50182 (kg/km) ⁽²⁾			
Nova	Antiga	Alumínio	Aço	Total	Al	Aço	alumínio	Aço	alma	cabo				N/mm ²	1/K	A	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
26-AL1/4-STIA	30	26,2	4,4	30,6	6	1	2,36	2,36	7,08	7,08	106,7	9,34	1,0932	76000	18,6E-6	150			6,1	0,9
42-AL1/7-STIA	50	42,4	7,1	49,5	6	1	3,00	3,00	9,00	9,00	172,4	14,93	0,6765	76000	18,6E-6	205			9,8	1,5
80-AL1/13-STIA	90	75,4	12,6	88,0	6	1	4,00	4,00	12,00	12,00	306,4	25,28	0,3806	76000	18,6E-6	300			17,4	2,7
80-AL1/47-STIA	Guinea 130	80,4	46,9	127,2	12	7	2,92	2,92	8,76	14,60	588,4	66,46	0,3598	104000	15,3E-6	325	9,3		28,0	15,3
96-AL1/56-STIA	Dorking 153	96,5	56,3	152,8	12	7	3,20	3,20	9,60	16,00	706,7	77,08	0,2992	104000	15,3E-6	365	11,2		33,6	18,3
94-AL1/22-STIA	Canna 116	94,2	22,0	116,2	30	7	2,00	2,00	6,00	14,00	432,2	42,41	0,3065	80000	17,9E-6	345	4,4	13,1	26,2	18,1
203-AL1/33-STIA	235	202,6	32,5	235,1	26	7	3,15	2,43	7,29	19,89	813,3	68,82	0,1425	73000	18,9E-6	565	6,5	24,6	53,6	35,1
136-AL1/22-STIA	Partridge 160	135,9	22,0	157,9	26	7	2,58	2,00	6,00	16,32	547,3	47,75	0,2124	73000	18,9E-6	435	4,4	16,5	35,9	23,6
212-AL1/49-STIA	Panther 260	212,1	49,5	261,5	30	7	3,00	3,00	9,00	21,00	972,4	90,76	0,1362	80000	17,9E-6	585	9,8	29,5	59,0	40,7
264-AL1/62-STIA	Bear 325	264,4	61,7	326,1	30	7	3,35	3,35	10,05	23,45	1212,6	109,38	0,1093	80000	17,9E-6	680	12,2	36,8	73,6	50,7
429-AL1/56-STIA	Zebra 485	428,9	55,6	484,5	54	7	3,18	3,18	9,54	28,62	1618,9	128,49	0,0674	70000	19,4E-6	915	11,0	66,3	110,5	84,4
565-AL1/30-STIA	Zambeze 595	565,4	29,6	595,0	42	7	4,14	2,32	6,96	31,80	1792,4	119,67	0,0511	62000	21,2E-6	1085	5,8	74,6	136,9	98,9

A secção do condutor determinado pelo método anterior por vezes não é a mais precisa no plano económico.

Com base na lei de Kelvin secção económica dos condutores determina-se através da seguinte expressão:

$$Secção económica = \frac{I_s}{\delta_{EC}} \quad (\text{equação 6.1})$$

Em que:

I_s = Corrente de serviço (A);

δ_{EC} = densidade da corrente económica (A/mm²);

A densidade da corrente económica tem os seguintes valores:

Tabela 6. 2- Valores da secção económica dos condutores [J. M. Forte, 2006]

Tipo de condutor	U≤30kV	U≤60kV
Cobre	1,9	1,7
Alumínio-Aço	0,9	0,8

$$Secção económica = \frac{6,89266}{0,9} = 7,6029 \text{ mm}^2$$

O valor da secção económica calculado no condutor de alumínio-aço é aproximadamente 8mm² mas como a secção mínima do condutor a instalar neste tipo

infraestruturas, segundo o R.S.L.E.A.T. têm um valor mínimo de 50mm^2 , e na atualidade a EDP recomenda a utilização de condutores com uma secção de 50mm^2 . O condutor a implementar na presente obra terá uma secção de 50mm^2 .

6.1.1.2-Perdas de Energia

As perdas de energia nomeadamente as perdas por dissipação térmica foram determinadas a partir das expressões:

Resistência óhmica por fase:

$$R_{\theta_{local}} = R_{20^{\circ}\text{C}} * [1 + \alpha_{20^{\circ}\text{C}} * (\theta_{local} - 20)] \quad (\text{equação 6.2})$$

Ao θ_{local} atribui-se o valor de 50°C da temperatura local, uma vez que se considera a temperatura máxima que se faz sentir no local e com este valor determina-se o valor da resistência ohmica para a situação de funcionamento em regime permanente.

O valor de $\alpha_{20^{\circ}\text{C}}$ toma os seguintes valores :

- 0.00393 para condutores de cobre;
- 0.00403 para condutores de alumino de aço;
- 0.00360 para condutores liga de alumínio;

$$R_{50^{\circ}\text{C}} = 0.675 * [1 + 0.00403 * (50 - 20)] = 0.7566075\Omega$$

Por consulta da tabela 6.1 verificou-se que para um condutor de alumínio-aço de 50mm^2 , apresenta uma $R_{20^{\circ}\text{C}}$ com um valor $0.675\Omega/\text{km}$ deste modo o valor calculado de $R_{50^{\circ}\text{C}}$ é $0.7566075\Omega/\text{km}$. Depois de calculado o valor da resistência óhmica equivalente a temperatura ambiente, calcula-se o valor das perdas de energia.

$$P = 3 * R * I_s^2(W) \quad (\text{equação 6.3})$$

$$P = 3 * 0.7566075 * 6.89266^2 = 107,836W.$$

$$\frac{107.836}{160000} * 100 = 0.0673\%$$

As perdas de energia óhmica correspondentes 0.0673% da potência total transportável na linha. Deste modo conclui-se ainda que as perdas verificadas são insignificantes relativamente a potência transportável.

6.1.1.3-Determinação da intensidade de corrente de curto-circuito máxima admissível

Depois de consultadas as tabelas 3.2 e 3.3 do presente relatório localizadas no ponto 3.3.3 e tendo em conta as considerações efetuadas já mencionadas, para se poder dimensionar a corrente de curto-circuito máxima admissível, conclui-se que os valores de K1 e K2 são, respetivamente, 5,902 (mm² /kA) e 1,732 (mm² /kA).

$$I_{max} = \frac{1}{K1 * K2} * \frac{S}{\sqrt{t}} = \frac{1}{6.902 * 1.732} * \frac{49.5}{\sqrt{0.05}} = .018705kA = 18.705A$$

Para o estudo da linha em questão considerou-se que o tempo máximo de duração do curto-circuito será de 0.05s. (o valor real da secção do condutor foi obtido na tabela 6.1).

6.1.1.4-Determinação das quedas de tensão

Como já foi mencionando ponto 3.3.4 do presente relatório é necessário determinar o valor da indutância e da reactância.

A expressão que permite determinar a indutância é dado pela seguinte expressão:

$$L = \left[0.5 + 2 * \ln \frac{D}{r} \right] * 10^{-4} (H/km) \quad (\text{equação 6.4})$$

Em que :

- L= Indutância do condutor em (H/Km);
- D=Distância entre condutores (Km);
- r=Raio do condutor (Km);

Para se poder efetuar o cálculo da indutância deve-se optar pela maior distância compreendida entre os condutores, o que corresponde a um valor maior de indutância e consequentemente por sua vez corresponde a uma maior queda de tensão.

Para determinar o cálculo do valor da reactância indutiva o autor teve em consideração o valor ponderado da distância entre os condutores. O valor da distância entre condutores é obtido através dos diagramas dos diversos fabricantes das armações adotadas. Estes diagramas foram consultados no capítulo 5 das recomendações para linhas aéreas de M.T. até 30kV.

Depois de analisado o levantamento topográfico verificou-se que a localização dos apoios implica que estes se caracterizem como apoios de ângulo, assim sendo e por motivos já mencionados no ponto 3.1.2.1, o tipo armações a implementar no apoio TP4 (apoio do P.T.) e no apoio D0934 (derivação da linha existente) serão do tipo HRF. Nos restantes apoios as armações aplicar serão do tipo GAN [R.L.A.A. T,1986]. A figura 6.3 representa um exemplo de uma armação GAN e a figura 6.4 representa o esquema de uma armação HRF

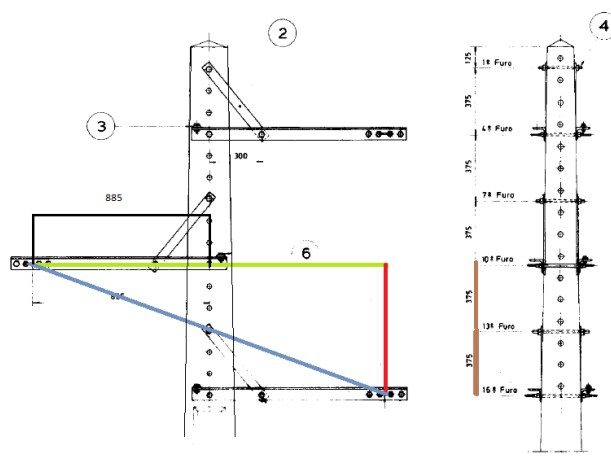


Figura 6. 3-Esquema representativo de uma armação GAN [EDP, 1992]

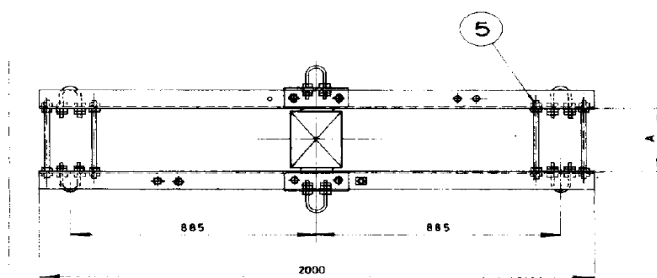


Figura 6. 4-Esquema representativo de uma armação HRF [EDP, 1992]

Depois de efetuado um pequeno estudo com o intuito de verificar qual a maior distância entre os condutores no traçado da linha a dimensionar, chegou-se a conclusão que a distância máxima entre condutores tem um valor de 1.85m.

O procedimento e as considerações tomadas para determinar o valor anteriormente referido foram:

- A distância entre os condutores é igual em todo o comprimento do vão;
- A distância entre condutores igual em todo o comprimento do vão;
- A distância entre os condutores na armação HRF é 88.5cm verificar figura 6.4;
- A distância entre os condutores na armação GAN é 1.85m;
- Como se pode verificar na figura 6.3, o traçado a verde representa o comprimento entre condutores no eixo dos XX (D1), o traçado a vermelho no eixo do YY transcreve a distância em altura dos condutores (D2) e o traçado a azul (D3) representa a distância efetiva entre os condutores;

$$\text{Assim } D_3 = \sqrt{D_1^2 + D_2^2} = \sqrt{(0.885 * 2)^2 + (0.375 * 2)^2} = 1.85m.$$

Assim sendo:

$$L = \left[0.5 + 2 * \ln \frac{0.00185}{7.87 * 10^{-9}} \right] * 10^{-4} = 0.001237H/km.$$

$$L = 0.001237 * 0.6 = 0.000742H.$$

Para um quilómetro de linha área o valor da indutância é 0.001237H/km, como a rede em estudo têm apenas 0.6km o valor da indutância é 0.000742H.

Em seguida efetuar-se o cálculo da reactância indutiva.

$$X = 2\pi * f * L(H) = 2\pi * 50 * 0.000742 = 0.2331\Omega.$$

Por fim procede-se ao dimensionamento das quedas de tensão do traçado da rede em questão.

$$\Delta U = UI - Uo = \sqrt{3} * I * [R * \cos(\theta) + X * \sin(\theta)] \quad (\text{equação 6.5})$$

$$\Delta U = UI - Uo = \sqrt{3} * 6.89266 * [0.7566075 * \cos(25.8419) + 0.2331 * \sin(25.8419)] = 9.34246V.$$

$$\frac{9.34246}{150000} = 0.062283\%$$

As quedas de tensão na rede correspondem a 0.062283% da tensão composta o que representa um valor insignificante.

6.1.2-Cálculo mecânico

6.1.2.1-Hipóteses de cálculo

De acordo com o transcrito no R.S.L.E.A.T. nomeadamente nos artigos 56.º e 62.º, são consideradas, de acordo com a função do apoio, duas hipóteses de cálculo que diferem conforme a direção do vento à incidir na linha. Nas Recomendações para Linhas Aéreas de Alta Tensão até 30kV, segundo o art.º 21º os condutores nus deverão ser calculados para a mais desfavorável das hipóteses seguintes.

a) Temperatura de zona de gelo:

1) Temperaturas de +15°C e vento máximo habitual;

2) Temperaturas de -5°C e vento reduzido;

b) Em zonas de gelo:

1) Temperaturas de +15°C e vento máximo habitual;

2) Temperatura de -10°C, manga de gelo e vento reduzido e vento reduzido atuando sobre os condutores e cabos de guarda com manga de gelo;

6.1.2.1.1-Hipóteses de cálculo dos apoios de ângulo

De acordo com o artigo 57.º do R.S.L.E.A.T. os apoios de ângulo deverão ser calculados nas seguintes hipóteses, consideradas não simultaneamente:

Hipótese 1:

A sobrecarga de vento atuando, segundo a direção da bissetriz do ângulo, sobre o apoio, as travessas e os isoladores e sobre os condutores e os cabos de guarda da linha principal nos dois meios vãos adjacentes ao apoio.

Simultaneamente, a resultante das componentes horizontais das trações exercidas pelos condutores e pelos cabos de guarda à temperatura de +15°C, com vento atuando segundo a direção da bissetriz do ângulo.

Simultaneamente, o peso próprio do apoio, das travessas, dos isoladores, dos condutores e dos cabos de guarda.

Hipótese 2:

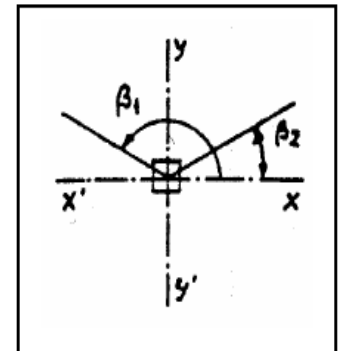
A força horizontal, de valor igual a um quinto da resultante das forças provenientes da ação do vento segundo a direção da bissetriz do ângulo sobre os condutores e cabos de guarda nos dois meios vãos adjacentes ao apoio, atuando no eixo do apoio, na direção normal à bissetriz do ângulo, à altura daquela resultante. Simultaneamente, o peso próprio do apoio, das travessas, dos isoladores, dos condutores e dos cabos de guarda.

De acordo com as Recomendações para Linhas Aéreas de Alta Tensão Até 30kV, capítulo 9, quadro 9.10.

Hipótese 1 com Vento:

- Esforço no sentido normal à linha ou no sentido da bissetriz do ângulo (eixo YY)

$$F_y = 3 * \left[\sum_{i=2}^2 w_i * \cos(\beta_i)^2 * S_i + \left[\sum_{i=2}^2 T_i * \sin(\beta_i)^2 \right] \right] \quad (\text{equação 6.6})$$



- Esforço no sentido da linha no sentido normal a bissetriz do ângulo (eixo XX).

$$F_y = 3 * \left[\sum_{i=1}^2 T_i * \cos(\beta_i) \right] \quad (\text{equação 6.7})$$

- Esforço vertical (eixo ZZ).

$$F_z = 3 * \sum_{i=1}^2 w'_i * S_i \quad (\text{equação 6.8})$$

Hipótese 2 sem vento:

- Esforço no sentido da linha ou no sentido normal a bissetriz do ângulo (eixo XX).

$$F_x = \frac{1}{5} * 3 * \sum_{i=1}^2 w_i * \cos(\beta_i)^2 * S_i \quad (\text{equação 6.9})$$

- Esforço vertical eixo (ZZ)

$$F_z = 3 * \sum_{i=1}^2 w'_i * S_i \quad (\text{equação 6.10})$$

6.1.2.1.2-Hipóteses de cálculo dos apoios de derivação

De acordo com o artigo 58.º do R.S.L.E.A.T.. Os apoios de derivação deverão ser calculados para as hipóteses seguintes, consideradas não simultaneamente:

Hipótese 1:

A sobrecarga de vento atuando, normalmente à direção da linha principal se o apoio for de alinhamento ou segundo a direção da bissetriz do ângulo, sobre o apoio, as travessas e os isoladores e sobre os condutores e os cabos de guarda da linha principal nos dois meios vãos adjacentes ao apoio.

Simultaneamente, a sobrecarga de vento atuando, com a direção anteriormente considerada, sobre os condutores e os cabos de guarda no meio vão adjacente das linhas derivadas.

Simultaneamente, a resultante das componentes horizontais das trações exercidas pelos condutores e pelos cabos de guarda da linha principal e das linhas derivadas à temperatura de +15°C, com vento atuando segundo a direção atrás considerada.

Simultaneamente, o peso próprio do apoio, das travessas, dos isoladores, dos condutores e dos cabos de guarda da linha principal e das linhas derivadas.

Hipótese 2:

A força horizontal, de valor igual a um quinto do da resultante das forças provenientes da ação do vento segundo a direção da bissetriz do ângulo sobre os condutores e cabos de guarda nos dois meios vãos adjacentes ao apoio, atuando no eixo do apoio, na direção normal à bissetriz do ângulo, à altura daquela resultante;

Simultaneamente, o peso próprio do apoio, das travessas, dos isoladores, dos condutores e dos cabos de guarda;

De acordo com as Recomendações para linhas de alta tensão até 30kV capítulo 9 quadro 9.12.

Hipótese 1 (vento perpendicular a linha principal ou paralela à bissetriz do ângulo da linha principal);

- Esforço no sentido normal à linha principal ou paralela à bissetriz do ângulo da linha principal.

$$F_y = 3 * \left[\sum_{i=1}^n w_i * \cos(\beta_i)^2 * S_i + \left[\sum_{i=1}^n T_i * \sin(\beta_i)^2 \right] \right]$$

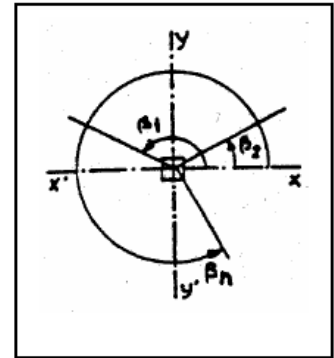
(equação 6.11)

- Esforço no sentido da linha principal ou no sentido do paralelo normal à bissetriz do ângulo da linha principal (eixo xx).

$$F_x = 3 * \left[\sum_{i=1}^n T_i * \cos(\beta_i) \right] \quad (\text{equação 6.12})$$

- Esforço vertical (eixo zz).

$$F_z = 3 * \sum_{i=1}^2 w'_i * S_i \quad (\text{equação 6.13})$$



Hipótese 2 (vento paralelo à linha principal ou perpendicular à bissetriz do ângulo da linha principal)

- Esforço no sentido normal à linha principal ou no sentido da bissetriz do ângulo da linha principal (eixo YY).

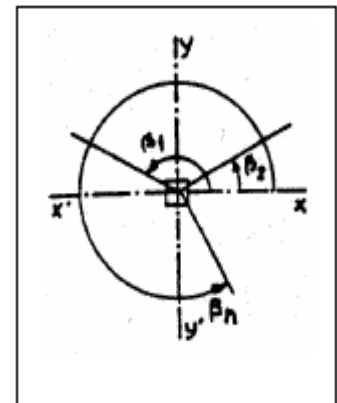
$$F_y = 3 * \left[\sum_{i=1}^n T_i * \sin \beta_i \right] \quad (\text{equação 6.14})$$

- Esforço no sentido da linha principal ou no sentido normal à linha do ângulo da linha do (eixo XX).

$$F_x = 3 * \left[\sum_{i=2}^n w_i * \sin(i)^2 * S_i + \left[\sum_{i=2}^n T_i * \cos(\beta_i)^2 \right] \right] \quad (\text{equação 6.15})$$

- Esforço vertical (eixo ZZ).

$$F_z = 3 * \sum_{i=1}^n w'_i * S_i \quad (\text{equação 6.16})$$



Neste momento irá proceder-se à determinação dos esforços aplicados aos apoios que constituem a rede a projetar.

Apoio derivação: no apoio onde se procederá a derivação (apoio D0934) da linha existente é necessário efetuar um estudo, que consiste em determinar a tensão mecânica tendo em conta os esforços exercidos no apoio, com o objetivo de apurar se é necessário proceder à substituição do apoio.

A linha principal (rede existente), bem como a nova linha (derivação) são constituídas, respetivamente, por condutores em Al-Aço de 90 mm² e 50mm². A linha principal chega ao apoio com uma tensão máxima de montagem de 9daN/mm². O traçado da rede aérea que fornece energia elétrica à urbanização vai ter uma tensão máxima de montagem de 9daN/mm² com exceção do vão entre ao apoio 7 e o PT. O vão referido terá uma tensão máxima de montagem de 8daN/mm² (o valor da tensão de montagem é imposto pelo R.S.L.E.A.T.).

Simbologia das expressões apresentadas:

- W_0 - Peso específico linear do condutor /(kg/m) (daN/m);
- Si -Comprimento do respetivo vão (m);
- Ti -Tensão de montagem=Secção real do condutor*tensão máxima de montagem.
- $W'_i = \frac{w_0}{2}$;

6.1.2.1.3-Cálculo dos esforços aplicados no apoio de ângulo

Neste ponto será apresentado, a título de demonstração, a determinação dos esforços aplicados no apoio nº4 (apoio em ângulo).

Quando se efetua o levantamento da linha o topógrafo recolhe o ângulo α que a linha faz em cada apoio, (valor descrito na planta parcelar). Os ângulos β_1 e β_2 podem ser determinados do seguinte modo:

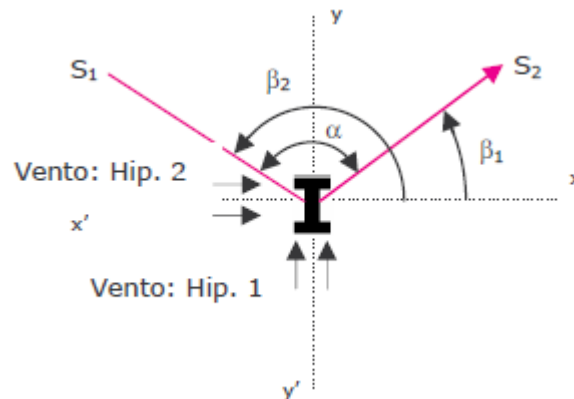


Figura 6. 5-Representação dos esforços exercido num apoio em ângulo [Cláudio Galvão, 2010]

Para a determinação dos ângulos β_1 e β_2 procede-se do seguinte modo:

$$\beta_1 = \frac{200 - \alpha}{2} \quad (\text{equação 6.17})$$

$$\beta_2 = \alpha + \beta_1 \quad (\text{equação 6.18})$$

Informação dos Vãos adjacentes ao apoio nº4:

S1:

- Vão: 60.31m;
- Condutor: Alumino-Aço 50mm²;
- Tensão de montagem: 9daN/mm², 1º Escalão;

S2:

- Vão: 89.67m;
- Condutor: Alumino-Aço 50mm²;
- Tensão de montagem: 9daN/mm², 1º Escalão;

O estado de montagem do local em questão insere-se no 1º escalão, o que implica que o elemento da linha sobre o qual se pretende calcular a ação do vento se encontre a uma altura igual ou inferior a 30m e a pressão dinâmica do vento assuma um valor de 750Pa.

Hipótese 1: Vento paralelo à bissetriz do ângulo

Esforço no sentido da bissetriz do ângulo (eixo YY)

$$F_y = 3 * [w_1 * \cos(\beta_1)^2 * S_1 + w_2 * \cos(\beta_2)^2 * S_2 + |T_1 * \sin(\beta_1) + T_2 * \sin(\beta_2)|];$$

$$F_y = 3 * [445.5 * \cos(6.41)^2 * 75 + 445.5 * \cos(173.59)^2 * 112.72 + |445.5 * \sin(6.41) + 445.5 * \sin(173.59)| + 12];$$

$$F_y = 468.84 daN;$$

Os 12 daN patentes na expressão anterior dizem respeito aos esforços aplicados ao apoio e praticados pela ação do vento na armação e nos isoladores, sendo esses repartidos pelos vários vãos. É de salientar que nos apoios de betão pode desprezar-se o esforço no sentido normal à bissetriz do ângulo (eixo ZZ).

Esforço no sentido normal à bissetriz do ângulo (eixo XX)

$$F_x = 3 * [T_1 * \cos(\beta_1) + T_2 * \cos(\beta_2)];$$

$$F_x = 3 * [445.5 * \cos(6.41) + 445.5 * \cos(173.59)];$$

$$F_x = 0.24 daN;$$

Esforço vertical (eixo ZZ)

$$F_z = 3 * [w'_1 * S_1 + w'_2 * S_2];$$

$$F_z = 3 * [0.0865 * 75 + 0.0865 * 112.72];$$

$$F_z = 67.124 daN;$$

Hipótese 2: Sem vento**Esforço no sentido normal à bissetriz do ângulo (eixo XX)**

$$F_x = \frac{1}{5} * 3 * [w_1 * \cos(\beta_1)^2 * S_1 + w_1 * \cos(\beta_2)^2 * S_2];$$

$$F_x = \frac{1}{5} * 3 * [445.5 * \cos(6.41)^2 * 75 + 445.5 * \cos(173.59)^2 * 112.72];$$

$$F_x = 62.51 daN.m;$$

Neste caso apenas é analisada a Hipótese 1 visto que de acordo disposto no R.S.L.E.A.T. “É desnecessária a verificação da Hipótese 2 em apoios de betão e em apoios metálicos de base quadrada”.

$$\text{Hipótese 1: } F_T = F_x + F_y = 0.24 + 468.84 = 469.08 daN.m$$

Depois de analisados os esforços calculados na Hipótese 1, poderá escolher-se um apoio de Betão. Consultando o catálogo de apoios que contêm os diagramas de esforços úteis. Pode concluir-se que o Poste 20MP00-600 da Cavan se adapta perfeitamente às exigências dos esforços [Catálogo Cavan 2009].

6.1.2.1.4-Cálculo dos esforços aplicados no apoio de derivação

Neste ponto será apresentado a título demonstração a determinação dos esforços aplicados no apoio onde ocorre a derivação da linha existente para a nova linha.

O processo de determinação dos ângulos é em tudo semelhante ao demonstrado na determinação dos ângulos. Nos apoios ângulo a única diferença existente no presente caso consiste na determinação o β_d .

Deste modo:

$$\beta_d = \frac{200 - \alpha}{2} \quad (\text{equação 6.19})$$

Onde β_d representa o ângulo entre o eixo do XX e a derivação. A figura 6.6 representa o apoio em derivação em estudo.

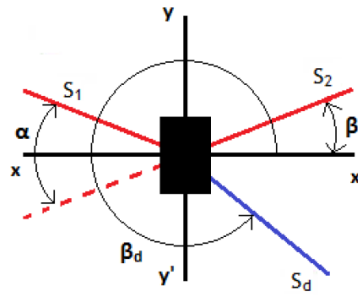


Figura 6. 6-Representação de um apoio derivação [Cláudio Galvão, 2010]

Informação dos Vãos adjacentes ao apoio derivação:

S1:

- Vão: 80m;
- Condutor: Alumino-Aço 90mm^2 ;
- Tensão de montagem: 9daN/mm^2 , 1º Escalão;

S2:

- Vão: 90m;
- Condutor: Alumino-Aço 90mm^2 ;
- Tensão de montagem: 9daN/mm^2 , 1º Escalão

S_{d1} :

- Vão: 12m;
- Condutor: Alumino-Aço 50mm^2 ;
- Tensão de montagem: 9daN/mm^2 , 1º Escalão;

Os valores da tensão de montagem:

- $T_1 = T_2 = T_{max} * S = 12 * 49.5 = 594$;
- $T_{d1} = T_{max} * S = 9 * 49.5 = 445.5$;

Os valores do Peso especificam do condutor:

$$w_1' = w_2' = \frac{0.306}{2} = 0.153$$

$$w_{d1}' = \frac{0.173}{2} = 0.0865$$

Os valores do esforço unitário devido ao vento:

$$W_1 = W_2 = \left(\frac{0.6 * 1.2 * 75 * 12}{2} * 10^{-3} \right) * 0.981$$

$$W_1 = W_2 = 0.3718$$

Hipótese 1:

Vento paralelo à bissetriz do ângulo (eixo YY)

$$F_y = 3 * [w_1 * \cos(\beta_1)^2 * S_1 + w_2 * \cos(\beta_2)^2 * S_2 + T_{d1} * \cos(\beta_{d1}) * S_{d1} + |T_1 * \sin(\beta_1) + T_2 * \sin(\beta_2) + T_{d1} * \sin(\beta_{d1})| + 12];$$

$$F_y = 3 * [594 * \cos(0.11)^2 * 75 + 594 * \cos(179.9)^2 * 90 + 445.5 * \cos(105.49)^2 + |594 * \sin(0.11) + 594 * \sin(179.9) + 445.5 * \sin(42.53)| + 12];$$

$$F_y = 1026,20 daN;$$

Esforço no sentido normal à bissetriz do ângulo (eixo XX)

$$F_x = 3 * [T_1 * \cos(\beta_1) + T_2 * \cos(\beta_2) + T_{d1} * \cos(\beta_{d1})];$$

$$F_x = 3 * [594 * \cos(0.10) + 594 * \cos(179.9) + 445.5 * \cos(42.53)];$$

$$F_x = 985,26 daN;$$

Esforço vertical (eixo ZZ)

$$F_z = 3 * [w_1' * S_1 + w_2' * S_2];$$

$$F_z = 3 * [594 * \cos(0.10) * 80 + 594 * \cos(179.9) * 90 + 445.5 * \cos(42.53) * 12];$$

$$F_z = 351,14 daN;$$

Hipótese 2:**Vento paralelo à bissetriz do ângulo (eixo YY)**

$$F_y = 3 * [T_1 * \sin(\beta_1) + T_2 * \sin(\beta_2) + T_{d1} * \sin(\beta_{d1})] + 3 * 12;$$

$$F_y = 3 * [594 * \sin(0.10) + 594 * \sin(179.9) + T_{d1} * \sin(105.49)] + 3 * 12;$$

$$F_y = 904,11 daN;$$

Esforço no sentido normal à bissetriz do ângulo (eixo XX)

$$F_x = 3 * [W_1 * \sin(\beta_1)^2 * S_1 + W_{d*} \sin(\beta_2)^2 * S_2 + W_{d1} * \sin(\beta_{d1})^2 * S_{d1} + |T_1 * \cos(\beta_1)^2 + T_2 * \cos(\beta_2)^2 + T_{d1} * \cos(\beta_{d1})^2|];$$

$$F_x = 3 * [594 * \sin(0.10)^2 * 80 + 594 * \sin(179.9)^2 * 90 + 445.5 * \sin(105.45)^2 * 12 + |594 * \cos(0.10)^2 + 594 * \cos(179.9)^2 + 445.5 * \cos(42.53)^2|];$$

$$F_x = 1040,85 daN;$$

Depois de obtidos os valores dos esforços solicitados ao apoio, o apoio terá de resistir as solicitações das hipóteses 1 e 2 verificadas não simultaneamente.

- Hipótese 1: $FT = F_x + F_y = 985,26 + 1026,20 = 2011,46 daN.m$
- Hipótese 2: $FT = F_x = 1040,85 daN.m$;

O caso mais crítico verifica-se para a hipótese 1 pois como o apoio existente só têm capacidade para resistir a um esforço com um valor de $600 daN$ e o esforço exigido ao mesmo é $2011.46 daN$. Pode assim concluir-se que a estabilidade do apoio não se verifica.

Como a estabilidade do apoio não se verifica, estudaram-se varias hipóteses a adotar com o objetivo de evitar trocar o apoio existente. Como não se consegue garantir a estabilidade do apoio poderão adotar-se outras medidas tais como:

- Diminuir as tensões mecânica de montagem a aplicar aos condutores da nova linha mais baixas.
- Tentar rodar o apoio para que este fique orientado segundo à bissetriz do ângulo, compreendido entre o vão da linha principal, permitindo de alguma forma melhorar a estabilidade.

Como as duas opções apresentadas não solucionaram o problema optou-se por substituir o apoio por outro que suporte os esforços anteriormente dimensionados no presente caso (2011.46daN). Depois de consultado o catálogo de apoios que contêm os diagramas de esforços úteis, pode-se concluir que o Poste 20MP00-2250 da Cavan adapta-se perfeitamente às exigências dos esforços.

Os restantes apoios existentes na linha em estudo, exceto o apoio onde se situa o PT, são apoios de ângulo e derivação. Uma vez que já foi dimensionado o processo de cálculo para um apoio de ângulo e derivação serão apresentados apenas os valores necessários para efetuar o dimensionamento dos esforços dos respetivos apoios. Os resultados finais dos esforços e dos ângulos exercidos nos apoios serão apresentados na tabela AIV1 e do anexo IV do presente relatório.

O apoio onde está colocado o transformador é um apoio pré-definido, designado por TP4, com 14 m. Para os diferentes Tipos de PT aéreos existentes, do tipo AI e AS, existem projetos tipos definidos pela Direção Geral de Energia que prevêm para o último vão da linha de média tensão um vão máximo de 120 m em AI-Aço de 50mm² à tensão mecânica máxima de 8 daN/mm². Uma vez que estas condições se verificam, pois o vão é inferior aos 120m (sendo esse de 70 m) e sendo a tensão mecânica igual à 8 daN/mm², não se procedeu ao dimensionamento do respetivo apoio.

6.1.2.2-Afastamento entre condutores

O afastamento entre condutores da linha a projetar deve ser calculado em cada vão da linha. O valor do afastamento entre condutores está dependente do comprimento do vão, da tensão mecânica máxima aplicada aos condutores associados a cada vão, das características dos condutores e o tipo de armações aplicadas em cada apoio.

Para determinar a distância entre condutores é necessário determinar qual o estado atmosférico mais desfavorável e em seguida através da equação de estados calcular a tensão de montagem tendo em consideração a temperatura do local no momento de regulação de flecha de cada vão, associado à tensão mecânica de montagem máxima aplicada aos condutores no estado mais desfavorável.

Determinação do estado atmosférico mais desfavorável.Estado Inverno:

Determinação da ação do vento sobre os condutores:

$$F = \alpha * c * q * s = 0.6 * 1.2 * 300 * 0.009 = 1.944 \text{ N/m} = 0.1983 \text{ kgf/m}$$

Em que:

- $\alpha = 0,6$ para condutores e cabos de guarda;
- $c = 1,2$ para condutores com um diâmetro inferior a $12,5 \text{ mm}$;
- $q = 300 \text{ Pa}$, correspondente ao 1º escalão (vento máximo);
- $s = \text{Área de superfície batida pelo vento (mm}^2/\text{m)}$;

$$\text{Área de superfície batida pelo vento} = Dc + 2 * d_{\text{gelo}} = 9 + 2 * 12 = 33 \text{ mm}^2/\text{m}.$$

Em seguida procede-se a determinação do coeficiente de sobre carga.

$$m_2 = \frac{\sqrt{\left(Wv + Wg * \frac{\pi}{4} * [dt^2 - dc^2]\right)^2 + F^2}}{Wv} \quad (\text{equação 6.20})$$

$$m_2 = \frac{\sqrt{\left(0.1724 + 900 * \frac{\pi}{4} * [0.034^2 - 0.009^2]\right)^2 + 0.1983^2}}{0.1724}$$

$$m_2 = \frac{\sqrt{0.8849^2 + 0.1983^2}}{0.1724} = 5.26013$$

Em que:

- dc = Diâmetro do condutor;
- Wg = Toma como o valor 0.9 kg/dm^3 ;
- $Wv = 0.1724$;
- $dt = dc + 2 * d_{\text{gelo}} = 9 + 2 * 12 = 34$;
- $dc = 9 \text{ mm}$;

Estado primavera:

$$F = \alpha * c * q * s = 0.6 * 1.2 * 750 * 0.009 = 4.86 N/m = 0.495 kgf/m$$

$$m_1 = \frac{\sqrt{w^2 + F^2}}{w} \quad (\text{equação 6.21})$$

$$m_1 = \frac{\sqrt{0.495^2 + 0.1724^2}}{0.1724} = 10.935$$

Vão crítico:

$$L_{cr} = \frac{\sigma \cdot T_{max}}{W} * \sqrt{\frac{24 * \alpha(\theta_2 - \theta_1)}{m_2^2 - m_1^2}} \quad (\text{equação 6.22})$$

$$L_{cr} = \frac{49.5 * 9}{0.1724} * \sqrt{\frac{24 * 18.6 * 10^{-6} * (15 - (-5))}{10.935^2 - 5.2603^2}} = 35.4109m$$

Depois de determinados os coeficientes de sobrecarga e o vão crítico para os estado de primavera e Inverno e tendo em conta o diagrama de decisão patente na figura 3.19 para o vão compreendido entre o apoio derivação e o apoio nº1, concluímos que o estado atmosférico mais desfavorável é o estado atmosférico de inverno. Isto porque o coeficiente de sobrecarga de inverno é maior que o estado de sobrecarga de primavera e o resultado do Cálculo do vão crítico é imaginário. Para os restantes vãos em estudo o estado atmosférico mais desfavorável corresponde ao estado de Primavera dado que o seu coeficiente de sobrecarga é maior que o estado de Inverno e o vão em causa tem um comprimento maior que o comprimento do vão crítico calculado.

De seguida serão determinadas, com o conhecimento da tensão de montagem, as flechas de regulação dos condutores nos diferentes vãos da linha para o vão entre o apoio nº2 e o apoio nº3.

$$\theta_1 + \frac{T_{max}}{\alpha * E} - \frac{m_2 * w^2 * L^2}{24 * \alpha * S^2 * T_{max}^2} = \theta_2 + \frac{t_1}{\alpha * E} - \frac{m_1 * w^2 * L^2}{24 * \alpha * S^2 * t_1^2} \quad (\text{equação 6.23})$$

- $\theta_1 = 50^\circ C;$
- $\theta_2 = 15^\circ C;$
- $T_1 = 9 daN.mm^{-2};$
- $E = 7600 Kg;$
- $S = 49.5 mm^2;$
- $L = 89.67;$
- $W = 0.173$
- $m_1 = 10.935;$
- $m_2 = 1;$
- $\alpha = 18.6 * 10^{-6};$

Para o estado de flecha máxima, tendo em conta que se considera a ausência tanto de manga de gelo como de vento, o coeficiente de sobrecarga m_1 não representa nenhum agravamento teórico do peso do condutor, pelo que assume o valor $m_2=1$.

$$\begin{aligned} & 50 + \frac{T_{max}}{18.6 * 10^{-6} * 7600} - \frac{1 * 0.173^2 * 89.67^2}{24 * 18.6 * 10^{-6} * 49.5^2 * T_{max}^2} \\ & = 15 + \frac{9}{18.6 * 10^{-6} * 7600} - \frac{10.935 * 0.173^2 * 89.67^2}{24 * 18.6 * 10^{-6} * 49.5^2 * 9^2}; \end{aligned}$$

$$T_{max} = 1.9307 daN/mm^2;$$

$$T_m = T_{max} * S = 1.9307 * 49.5 = 95.570 daN;$$

Resolvendo a equação em ordem a tensão máxima, obtém-se o seguinte valor T_m igual a $95.570 daN$. Depois de determinado a tensão mecânica resta agora determinar o valor da flecha máxima e distancia regulamentar;

$$Flecha = \frac{L^2 * W_v}{8 * T_m} \quad (\text{equação 6.24})$$

Sendo:

- $L = 89.67$;
- $W = 0.173$;

$$\text{Flecha} = f = \frac{89.67^2 * 0.173}{8 * 95.570} = 1.819\text{m}$$

Como já foi referido a expressão que permite determinar o afastamento entre condutores é seguinte:

$$D = 0.75 * k * \sqrt{\left(f + d + \frac{U}{200}\right)} \quad (\text{equação 6.25})$$

- $K = 0.6$;
- $d = 1$;
- $U = 15\text{kV}$;

$$D = 0.75 * 0.6 * \sqrt{\left(1.819 + 1 + \frac{15}{200}\right)} = 0.766\text{m}$$

A distância mínima entre os condutores no estado de flecha máxima será de 0.766m.

O dimensionamento do afastamento dos condutores nos restantes vãos será apresentado no anexo III.

6.2-Conclusão

Neste capítulo está representado o dimensionamento teórico de uma linha de média tensão baseado no cálculo mecânico e elétrico, Os métodos mencionados foram apresentados no capítulo 3.2. e 3.3.

A linha aérea de S. João do Campo tem um comprimento de 0.6km e tem uma tensão nominal de 15kV. O vão com maior comprimento na linha em estudo está compreendido entre apoio 4. e o apoio 5. Para o vão compreendido entre o apoio derivação e o apoio 1. é utilizado o estado atmosférico de inverno porque o coeficiente de sobrecarga de inverno é maior que o estado de sobrecarga de primavera e o resultado do Cálculo do vão crítico é imaginário.

Para os restantes vãos da linha aérea em estudo o estado atmosférico mais desfavorável corresponde ao estado de Primavera dado que o seu coeficiente de sobrecarga é maior que o estado de Inverno e o vão em causa ter um comprimento maior que o comprimento do vão crítico calculado.

Na opinião do autor foi um capítulo que enriqueceu muito o seu conhecimento uma vez que o cálculo mecânico de uma linha de média tensão era um assunto que nunca antes tinha sido tratado. Foi permitido assim ao autor perceber como fazer a determinação de alguns processos que levam à seleção dos apoios e aos tipo de ferragens a utilizar numa linha aérea de média tensão.

7-Descrição da execução de trabalhos

7.1-Introdução

No presente capítulo são apresentados os trabalhos de implementação de redes aéreas de média tensão, que o autor teve oportunidade de acompanhar, proporcionando-lhe um conhecimento prático das dificuldades que são encontradas pelos profissionais na realização dos trabalhos. O autor pôde observar as dificuldades causadas pelo mau tempo (como a chuva e o vento forte) que se fez sentir na Serra de Oleiros e que condicionaram os trabalhos, pondo em causa as datas previstas de concretização dos mesmos. Outra das condicionantes encontradas esteve relacionada com o arvoamento de apoios, nomeadamente com os acessos que se tiveram de criar pelos terrenos e as condicionantes que os proprietários impõem, tais como, custos acrescidos ao projeto e tempo gasto em negociações.

7.2-Piquetagem

A Piquetagem tem como função sinalizar o terreno por meio de estacas ou marcas, os pontos de implantação dos apoios e o respetivo alinhamento dos mesmos.

No caso de apoios metálicos é colocada uma estaca de centro no ponto central da torre (figura 7.1) bem como as estacas que definem a bisetriz do poste.

Para os apoios de betão em alinhamento colocam-se três estacas: uma que dá indicação da implantação do poste e as outras duas estacas que indicam a direção que terá a linha. No caso de um apoio de betão de ângulo utilizam-se 5 estacas: uma para indicação da implantação do apoio, duas para indicação da localização das linhas e por fim as últimas duas para indicarem a rotação dos apoios em relação à linha.



Figura 7. 1-Exemplo de piquetagem de uma linha Urbanização São João do Campo

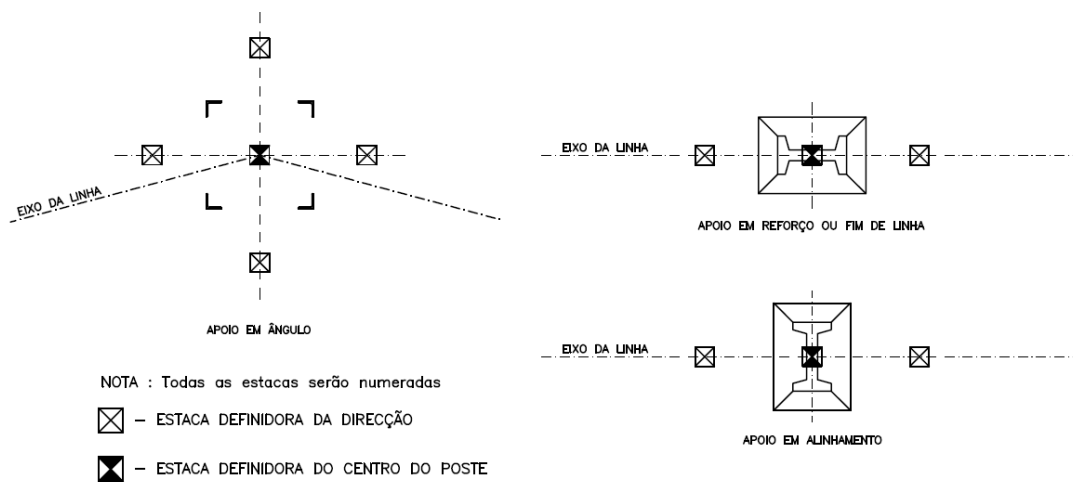


Figura 7. 2-Exemplo de como devem ser executadas piquetagem [EDP,2009]

7.3- Fundações

Esta atividade engloba as seguintes tarefas:

Abertura de Caboucos: nesta tarefa a abertura de caboucos está de acordo com as características do projeto tendo em conta os procedimentos descritos anteriormente.

Antes de se proceder a abertura dos caboucos é necessário elaborar um estudo dos acessos ao terreno e estabelecer contacto com os proprietários dos terrenos que possam sofrer alterações, de modo a que os meios mecânicos que irão proceder ao arvoreamento do apoio tenham acesso ao local. É ainda necessário pedir autorização para proceder aos trabalhos.

Deve-se ainda referir que alguns dos proprietários são reembolsados por danos causados durante os trabalhos. A figura 7.3 representa a abertura de caboucos de um apoio metálico na obra de Oleiros.



Figura 7. 3-Abertura de caboucos de um apoio metálico (Oleiros)

Montagem de bases (Caso seja necessário): nas obras em que se utilizem apoios metálicos é necessário a montagem de lajetas e verificação das características das bases dos apoios, tendo em conta as distâncias frontais, laterais e diagonais e os ângulos laterais em relação ao centro do apoio. A figura 7.4 representa a regulação das bases de um apoio metálico.



Figura 7. 4-Regulação das bases de um apoio metálico (Oleiros)

Betonagem: Durante os trabalhos fiscalizados os tipos de betão utilizado na betonagem dos apoios, segundo o caderno de encargos, deve ser do tipo C20-25.

Antes de se executar a betonagem terá que ser apresentada uma lista com relatórios de ensaios referentes ao fornecedor de betão.

No ato da betonagem do apoio serão retiradas amostras do betão e será também realizado um controlo ao mesmo ao fim de 7 e 28 dias, de acordo com o regulamento de betões de ligantes hidráulicos. A figura 7.5 demonstra as diversas etapas de betonagem de um apoio de betão.



Figura 7. 5-Diversas etapas de betonagem de um apoio de betão

Terraplanagem, consiste em executar a reposição de pavimentos em consequência da abertura de valas e caboucos. A reposição de pavimentos deve garantir que, de uma forma geral, o novo pavimento resulte o mais semelhante possível ao existente, garantido o nivelamento entre a reposição e o pavimento existente.

A reposição de passeios e todas anomalias provocadas pelos trabalhos intervenção da rede é da responsabilidade da entidade que executa os trabalhos de intervenção na rede elétrica. A figura 7.6 representa a nivelção de terras depois de se proceder a uma pequeno troço de rede subterrânea na obra de Oleiros.

A sinalização de trabalhos, bem como a manutenção de passareiras e proteções de peões, deve permanecer, desde o início dos trabalhos até ao final da reposição de pavimentos.



Figura 7. 6-Reposição pavimentos.

7.4-Passagem de condutores

Existem dois tipos de execução de passagem de linhas: em linha de obras de curta distância e em linha de obras de longa distância. Na linha de obras de curta distância, entre o primeiro apoio e o último apoio à execução dos trabalhos procede-se do seguinte modo: inicialmente o operário sobe aos diversos apoios onde são colocadas roldanas agarradas as cadeias de isoladores, em seguida procede-se a passagem de uma corda guia que serve para conduzir os condutores de alma de aço desde do solo às roldanas colocadas nas armações do apoios. Os condutores são transportados pelo solo através de meios humanos.

Em obras onde se verifique que o comprimento da linha é de maior dimensão o procedimento a tomar é diferente. Depois de colocadas as roldanas passa-se uma corda guia pelo solo e em seguida é transposta para as roldanas também agregadas às cadeias de isoladores.

Depois de passagem da corda guia utilizou-se um guincho para executar tração na corda e consecutivamente na linha. No outro extremo da linha está o freio que tem como função aumentar ou diminuir a tensão no guincho.

Este tipo de desenrolamento deve ser feito com atenção e a tarefa deve ser executada com o máximo de cuidado para que não provoque danos na constituição física ou mecânica do cabo.

7.5-Regulação de linhas (condutores)

A regulação dos condutores da linha pode ser feita através da análise dos valores da flecha das respetivas linhas nas condições de temperatura no momento da montagem.

O método mais usado é aquele que é apresentado em seguida. Este método é aplicável em vãos nivelados, considerando o vão de regulação semelhante ao representado na figura 7.7, para o qual se conhece o valor da flecha, nas condições de temperatura no momento da montagem.

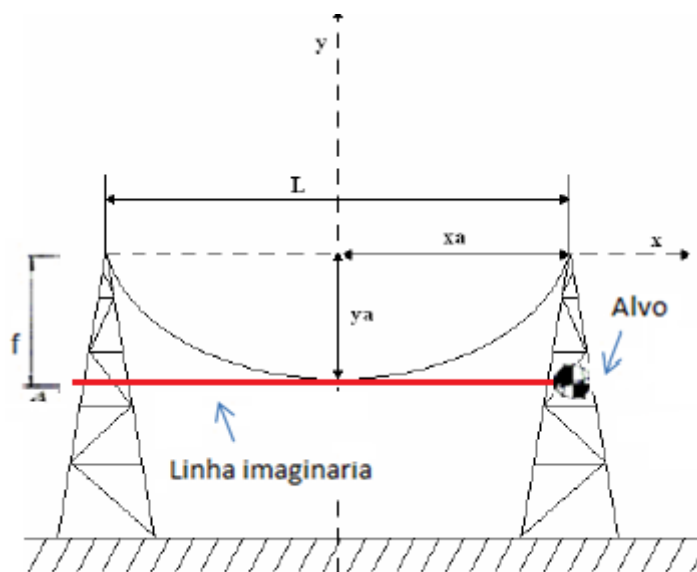


Figura 7. 7- Determinação da flecha de montagem num vão nivelado [Luís Silva, 2006]

Para efetuar a tarefa em questão é necessário material de precisão ótica. O procedimento consiste em fixar o alvo e a luneta a uma mesma distância vertical dos pontos de suspensão dos cabos sobre a própria estrutura. A linha visada será a paralela à corda da curva. Se escolhermos essa distância igual ao valor da flecha f , quando o operador verificar que os cabos estão tangentes à linha visada, estes estarão com o valor das tensões de esforço desejadas.

7.6-Ligações à terra

Todos os apoios deverão ser ligados à terra, bem como armações, aparelhagem de corte ou de manobra (seccionadores), bainhas metálicas dos condutores, descarregadores de sobretensões (DST), ferragens de suporte e dispositivos metálicos, instalados nos apoios [EDP DRE-C11-040/N , 2009] . A figura 7.8 representa a implementação do sistema de terras num apoio de betão.



Figura 7. 8-Sistema de terras apoio MT

O valor da resistência da terra de proteção deverá ser inferior a 20 Ohm, em quaisquer condições de tempo ou de medição devendo, para o efeito, serem instalados elétrodos em número e forma suficiente para atingir esse [EDP DRE-C11-040/N , 2009].

Os postes de betão devem ser ligados à terra, interligando-se o terminal de terra existente na parte inferior do poste (terminal TLT) com o elétrodo de terra, através de cabo de cobre nu de 35 mm² [EDP DRE-C11-040/N , 2009] . Na figura 7.9 está representado como efetuar as ligações a terra de proteção de um apoio de betão.

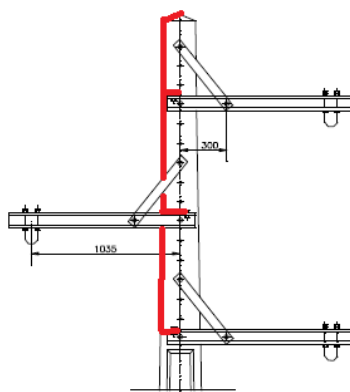


Figura 7. 9-LAMT ligação à terra [EDP DRE-C11-040/N , 2009]

As armações em postes de betão de linhas aéreas de MT devem ser ligadas à terra através de fio de cobre de 16 mm^2 de secção. O fio de cobre de 16 mm^2 deve interligar todas as ferragens constituintes da armação nos pontos de ligação à terra, existentes em todas as ferragens. Depois de interligar todas as ferragens, o fio de cobre de 16 mm^2 deve ligar ao terminal de terra superior do poste, através de um terminal apropriado [EDP DRE-C11-040/N , 2009].

7.6.1-Posto de transformação:

Terra de proteção:

A ligação ao eléctrodo de terra de proteção referente aos postos de transformação aéreos será feita a cabo VV 1G35 mm^2 com a bainha exterior preta e isolamento verde/amarela.

A ligação deve ser feita sem interrupções e será estabelecida entre o terminal de terra inferior do poste de betão do PT e o eléctrodo de terra. O valor da resistência da terra de proteção não deverá exceder 20 Ohm [EDP DRE-C11-040/N, 2009].

Terra de serviço:

Nos PT's que apenas alimentam redes aéreas BT, a terra de serviço será feita nos primeiros postes de cada uma das saídas [EDP DRE-C11-040/N , 2009].

Nos PT's que alimentam redes subterrâneas, caso dos de tipo AI, a terra de serviço pode ser feita no PT, sendo a ligação ao eléctrodo feita a partir do barramento de neutro do QGBT, a cabo VV 1G35 mm^2 , com bainha exterior preta e isolamento azul [EDP DRE-C11-040/N , 2009].

A distância entre os eléctrodos da terra de proteção e da terra de serviço deverá ser maior ou igual a 20 metros.

A resistência global da terra de serviço não deverá exceder 10 Ohm . A figura 7.10 representa o sistema de terras de posto de transformação aéreo.

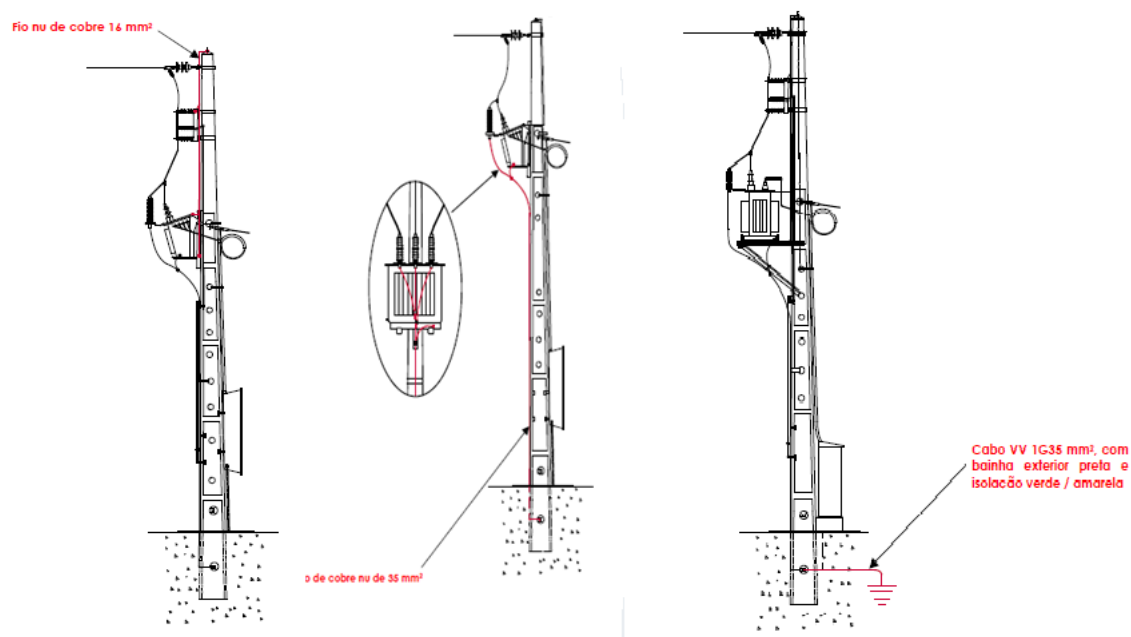


Figura 7. 10-Sistema de terras de posto de transformação aéreo [EDP DRE-C11-040/N, 2009]

A plataforma de manobras e a parte fixa do punho do comando do seccionador serão ligados ao terminal de terra inferior do poste (ligações independentes), com cabo de cobre nu de 35 mm^2 , que no seu trajeto para o solo será protegido com tubo de PVC rígido de 25 mm^2 de diâmetro, com extremidade embutida no maciço. A parte móvel do punho de comando do seccionador ligará à parte fixa através de trança de cobre estanhada de 16 mm^2 .

Durante o período de estágio a EDP emitiu um comunicado que mencionava que as terras dos DST (descarregadores sobre tensão) podem ser constituídas por condutores LXS 70 mm^2 , devido aos inúmeros casos de furto dos condutores de cobre.

7.9-Conclusão

No capítulo 7 o autor refere o contacto direto com os clientes e as diversas deslocações aos locais onde se executaram os diversos trabalhos. Este tipo de tarefas foi uma das mais importantes porque contribuiu para enriquecer a experiência profissional do autor e tomar consciência que nem sempre as melhores soluções técnicas são as melhores a aplicar.

Durante o estágio foi possível ao autor compreender as dificuldades causadas pelo mau tempo (como a chuva e o vento forte) que se fez sentir nos locais onde se realizaram os trabalhos bem como as dificuldades dos acessos necessários aos meios mecânicos para arvorar os apoios.

Os fatos apresentados condicionam as datas previstas de concretização dos trabalhos pondo em causa o orçamento inicial previsto para a realização dos trabalhos.

Os projetistas/supervisores de produção devem ter em conta os fatores económicos, a segurança dos operários que elaboram os trabalhos e a satisfação do cliente, sendo estes fatores hoje em dia os mais importantes, tendo sempre em consideração os aspetos técnicos e a respetiva regulamentação. A segurança e o profissionalismo são pontos que são tidos em consideração pelas entidades empregadoras.

8-Conclusão e perspectivas de desenvolvimentos futuros

Do período de estágio efetuado na empresa “Barata & Marcelino, SA” o resultado do balanço é positivo. Durante o estágio foi permitido consolidar ao autor grande parte dos conhecimentos adquiridos nas disciplinas lecionadas no período académico.

O contacto com vários profissionais da área em destaque a classe operária (eletricistas, mecânicos), membros da gestão da empresa “Barata & Marcelino, SA” fornecedores dos diversos materiais e os colaboradores da EDP Distribuição permitiu ao autor adquirir novas competências comerciais e técnicas de gestão de equipas.

O contacto direto com os clientes e as diversas deslocações aos locais onde se executaram os diversos trabalhos, contribuiu para enriquecer a experiência profissional do autor e tomar consciência que nem sempre as melhores soluções técnicas são as melhores a aplicar. Os técnicos têm de ter em conta os fatores económicos e a satisfação do cliente, sendo estes fatores hoje em dia os mais importantes, tendo sempre em consideração os aspetos técnicos e respetiva regulamentação.

Na atualidade quando se implementam novas redes há que destacar que, dada a legislação atual, é necessário ter em conta os impactos ambientais que o projeto e implementação de redes elétricas podem provocar, assim como os investimentos associados e o processo de licenciamento das mesmas.

Todos os trabalhos realizados em redes de média e baixa tensão implicam a existência de um alerta para os vários profissionais onde se exige que todos contribuam para melhorar a qualidade de serviço e garantir a sua continuidade.

A realização do estágio revelou-se um momento de aprendizagem fundamental, uma vez que todos os dias eram apresentados ao autor novos desafios e objetivos a cumprir.

O estágio revela-se um momento de aprendizagem fundamental e na minha opinião necessário para quem pretende iniciar-se no mundo do trabalho.

No futuro próximo o autor tem com o objetivo seguir carreira onde tenha como funções o acompanhamento e planificação de obras de infraestruturas de transporte e de distribuição de energia elétrica.

9-Bibliografia

[A. Campos, 2012] - C. F. A. Campos, Sistemas de Distribuição de Energia em Baixa Tensão – Relatório de estágio curricular. Porto: FEUP, 2007. (05/2012);

[Catálogo Cavan, 2009] - Catálogo de postes de betão Cavan;

[Carlos Filipe, 2007] - Sistemas de Distribuição de Energia em Baixa Tensão-Relatório de estágio curricular. FEUP, 2007. (05/2012);

[Cláudio Galvão, 2010] - Cláudio Daniel de Brito Sousa Galvão, Redes elétricas de média e baixa tensão. Aspetos de projeto, licenciamento e exploração em contexto operacional. Relatório Estagio versão provisório FEUP,2010. (03/2012);

[EDP, 1986] - Recomendações para linhas Aéreas de Alta Tensão até 30kv - Edição DGE;

[EDP, 2005] - Guia Técnico de Urbanizações, DIT-C11-010/N (disponível em 12/2009:http://www.estv.ipv.pt/dep/elect/LIE/index_ficheiros/suporte_ficheiros/Projecto_ins_elect/complementos/Guia_tecnico_urbaniz.pdf)

[EDP, 2007] - Ligação de Clientes de Baixa Tensão, DIT-C14-100/N (disponível em 03/2010:<http://www.edpdistribuicao.pt/pt/ligacaoRede/baixaTens%C3%A3o/Baixa%20Tenso/DITC14100N.pdf>);

[EDP, 2009] - EDP, “*Construção, reparação e manutenção de Redes de Distribuição, EC 2010*”, Agosto 2009;

[EDP Anexo III-GO PT_BT_IP, 2009] - EDP-ECT-Anexo III-GO PT_BT_IP;

[EDP DRE-C11-040/N, 2009] - Guia Técnico de Terras DRE-C11-040/N;

[EDP, 2011] - Manual Ligações à Rede 3ª edição_web;

[J. M. Forte, 2006] - J. M. Forte, Projeto e construção de redes MT/PT/BT/IP - relatório final de estágio. Porto: FEUP, 2006. (03/2010);

[José Nunes, 2007] - José Manuel Carreira Nunes, Projeto de Linhas de Média Tensão, redes de Baixa Tensão, Iluminação Pública e Postos de Transformação. Relatório de estágio curricular Porto: FEUP, 2007 (disponível em 01/2012);

[José Rui Ferreira, 2003] - Sistemas de Eléctricos Energia /Transmissão de Energia (disponível em 02/2012: <http://paginas.fe.up.pt/~mam/Linhas-1.pdf>)

[José Silva, 2012] - José Alberto da Silva dos Santos Sargaço, Trabalhos Em Tensão, Relatório final de estágio, 2007 (disponível em 04/20012);

[Manual do Indalwin,2009] - Manual do Indalwin (disponível em 01/2010: http://www.indal.es/portal2/cm/indalux/tkContent?idContent=7226&locale=es_ES&textOnly=false);

[Manual Indalwin, 2009] Manual Indalwin (programa de cálculo da disposição das armaduras) (disponível em 01/2010: http://www.google.pt/url?sa=t&source=web&cd=5&ved=0CCoQFjAE&url=http%3A%2F%2Fwww.indal.es%2Fportal2%2Fcm%2Findalux%2FtkContent%3FidContent%3D7226%26locale%3Des_ES%26textOnly%3Dfalse)

[Manuel Matos, 1996] - Manuel António Matos, Dimensionamento de canalizações eléctricas (disponível em 12/2009: <http://paginas.fe.up.pt/~mam/dimensionamento.pdf>);

[Nelson Brás, 2012] - Nelson caldeira Brás Intervenção em Redes Eléctricas de Distribuição de Energia, Relatório de Estágio ISEC 2011 (08/2012);

[Octávio Madureira, 2009] - Octávio Filipe das Neves Madureira, Redes de Distribuição de energia de Média Tensão, Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Industrial Ramo Engenharia Eletrotécnica, Instituto politécnico de Bragança 2009, (03/2012);

[Paulo Santos, 2007] - Projeto de uma instalação de iluminação pública, I Instituto politécnico de Leiria 2007 (02/2010);

[Luís Silva, 2006] - Luís Gonçalo Oliveira Silva, Fases de Instalação de uma Linha Aérea de Transmissão de Energia, Projeto seminário ou Trabalho de final de curso (disponível em 3/2012);

[RSRDEEBT, 2006] - “Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão”, Decreto regulamentar nº9/84I;

[RTIBT,2006] - Regras Técnicas das Instalações Eléctricas de Baixa Tensão, (disponível em 02/2010);

[R.S.L.E.A.T, 1992] - “Regulamento de Segurança de linhas eléctricas de alta Tensão”;

[R.L.A.A. T,1986] - Regulamento para Linhas Aéreas de alta Tensão ate 30KV -Edição DGE (disponível em 2/2012);

[Ribeiro da Silva, 2010] - H. Ribeiro da Silva, - “*Projeto de Postos de Transformação*” O Eletricista, vários n.ºs (02/2012);

[Guia Técnico Solidal, 2010] - Guia Técnico Solidal (catálogo) (02/2010);

Anexo I

Perfil da linha (São João do Campo)

Anexo II

Mapa de medições (São João do Campo)

.

Anexo III

Cálculo mecânico.

Determinação da tensão de montagem

No presente tópico do relatório será dada continuidade ao dimensionamento da tensão máxima de montagem, flecha máxima de montagem e distância mínima entre condutores no estado de flecha máxima. À exceção do vão compreendido entre o apoio derivação e o apoio 1., o estado atmosférico a utilizar será o estado atmosférico de primavera, deste modo o raciocínio efetuado para dimensionar a flecha máxima de montagem e a distância mínima entre condutores no estado de flecha máxima é o mesmo utilizado no ponto 6.1.2.2 do presente relatório. Para o vão compreendido entre o apoio derivação e o apoio 1. no presente ponto será utilizado o estado atmosférico de inverno.

Apoio n°1 e o apoio n°2

Determinação do coeficiente de sobre carga.

$$\theta_1 + \frac{T_{max}}{\alpha * E} - \frac{m_1 * w^2 * L^2}{24 * \alpha * S^2 * T_{max}^2} = \theta_2 + \frac{t_2}{\alpha * E} - \frac{m_2 * w^2 * L^2}{24 * \alpha * S^2 * t_1^2}$$

- $\theta_1 = 50^\circ C;$
- $\theta_2 = 15^\circ C;$
- $T_1 = 9 daN.mm^{-2};$
- $E = 7600Kg;$
- $S = 49.5mm^2;$
- $L = 60.81;$
- $W = 0.173;$
- $m_1 = 10.935;$
- $m_2 = 1;$
- $\alpha = 18.6 * 10^{-6};$

Para o estado de flecha máxima, como se considera a ausência tanto de manga de gelo como de vento, o coeficiente de sobrecarga m_1 não representa nenhum agravamento teórico do peso do condutor, pelo que assume o valor $m_2=1$.

$$50 + \frac{T_{max}}{18.6 * 10^{-6} * 7600} - \frac{1 * 0.173^2 * 60.81^2}{24 * 18.6 * 10^{-6} * 49.5^2 * T_{max}^2}$$

$$= 15 + \frac{9}{18.6 * 10^{-6} * 7600} - \frac{10.935 * 0.173^2 * 60.81^2}{24 * 18.6 * 10^{-6} * 49.5^2 * 9^2}$$

;

$$T_{max} = 1.539 daN/mm^2;$$

$$T_m = T_{max} * S = 1.539 * 49.5 = 76.181 daN;$$

Apoio nº3 e o apoio nº4.

Determinação do coeficiente de sobre carga.

$$\theta_1 + \frac{T_{max}}{\alpha * E} - \frac{m_2 * w^2 * L^2}{24 * \alpha * S^2 * T_{max}^2} = \theta_2 + \frac{t_1}{\alpha * E} - \frac{m_1 * w^2 * L^2}{24 * \alpha * S^2 * t_1^2}$$

- $\theta_1 = 50^\circ C;$
- $\theta_2 = 15^\circ C;$
- $T_1 = 9 daN.mm^{-2};$
- $E = 7600 Kg;$
- $S = 49.5 mm^2;$
- $L = 75;$
- $W = 0.173;$
- $m_1 = 10.935;$
- $m_2 = 1;$
- $\alpha = 18.6 * 10^{-6};$

Para o estado de flecha máxima, como se considera a ausência tanto de manga de gelo como de vento, o coeficiente de sobrecarga m_1 não representa nenhum agravamento teórico do peso do condutor, pelo que assume o valor $m_2=1$.

$$50 + \frac{T_{max}}{18.6 * 10^{-6} * 7600} - \frac{1 * 0.173^2 * 75^2}{24 * 18.6 * 10^{-6} * 49.5^2 * T_{max}^2}$$

$$= 15 + \frac{9}{18.6 * 10^{-6} * 7600} - \frac{10.935 * 0.173^2 * 75^2}{24 * 18.6 * 10^{-6} * 49.5^2 * 9^2}$$

;

$$T_{max} = 1.755 daN/mm^2;$$

$$T_m = T_{max} * S = 1.755 * 49.5 = 86.873 daN;$$

Apoio nº4 e o apoio nº5

Determinação do coeficiente de sobre carga:

$$\theta_1 + \frac{T_{max}}{\alpha * E} - \frac{m_2 * w^2 * L^2}{24 * \alpha * S^2 * T_{max}^2} = \theta_2 + \frac{t_1}{\alpha * E} - \frac{m_1 * w^2 * L^2}{24 * \alpha * S^2 * t_1^2}$$

- $\theta_1 = 50^\circ C$;
- $\theta_2 = 15^\circ C$;
- $T_1 = 9 daN.mm^{-2}$;
- $E = 7600 Kg$;
- $S = 49.5 mm^2$;
- $L = 112.72$;
- $W = 0.173$
- $m_1 = 10.935$;
- $m_2 = 1$;
- $\alpha = 18.6 * 10^{-6}$;

Para o estado de flecha máxima, como se considera a ausência tanto de manga de gelo como de vento, o coeficiente de sobrecarga m_1 não representa nenhum agravamento teórico do peso do condutor, pelo que assume o valor $m_2=1$.

$$50 + \frac{T_{max}}{18.6 * 10^{-6} * 7600} - \frac{1 * 0.173^2 * 112.72^2}{24 * 18.6 * 10^{-6} * 49.5^2 * T_{max}^2}$$
$$= 15 + \frac{9}{18.6 * 10^{-6} * 7600} - \frac{10.935 * 0.173^2 * 112.72^2}{24 * 18.6 * 10^{-6} * 49.5^2 * 9^2}$$

;

$$T_{max} = 2.133 daN/mm^2;$$

$$T_m = T_{max} * S = 2.133 * 49.5 = 105.584 daN;$$

Apoio nº5 e o apoio nº6.

Determinação do coeficiente de sobre carga:

$$\theta_1 + \frac{T_{max}}{\alpha * E} - \frac{m_2 * w^2 * L^2}{24 * \alpha * S^2 * T_{max}^2} = \theta_2 + \frac{t_1}{\alpha * E} - \frac{m_1 * w^2 * L^2}{24 * \alpha * S^2 * t_1^2}$$

- $\theta_1 = 50^\circ C$;
- $\theta_2 = 15^\circ C$;
- $T_1 = 9 daN.mm^{-2}$;
- $E = 7600 Kg$;
- $S = 49.5 mm^2$;
- $L = 106.72$;
- $W = 0.173$
- $m_1 = 10.935$;
- $m_2 = 1$;
- $\alpha = 18.6 * 10^{-6}$;

Para o estado de flecha máxima, como se considera a ausência tanto de manga de gelo como de vento, o coeficiente de sobrecarga m_1 não representa nenhum agravamento teórico do peso do condutor, pelo que assume o valor $m_2=1$.

$$\begin{aligned} 50 + \frac{T_{max}}{18.6 * 10^{-6} * 7600} - \frac{1 * 0.173^2 * 106.72^2}{24 * 18.6 * 10^{-6} * 49.5^2 * T_{max}^2} \\ = 15 + \frac{9}{18.6 * 10^{-6} * 7600} - \frac{10.935 * 0.173^2 * 106.72^2}{24 * 18.6 * 10^{-6} * 49.5^2 * 9^2} \end{aligned}$$

;

$$T_{max} = 2.084 daN/mm^2;$$

$$T_m = T_{max} * S = 2.084 * 49.5 = 103.158 daN;$$

Apoio nº6 e o apoio nº7 (TP4)

Determinação do coeficiente de sobre carga.

$$\theta_1 + \frac{T_{max}}{\alpha * E} - \frac{m_2 * w^2 * L^2}{24 * \alpha * S^2 * T_{max}^2} = \theta_2 + \frac{t_1}{\alpha * E} - \frac{m_1 * w^2 * L^2}{24 * \alpha * S^2 * t_2^2}$$

- $\theta_2 = 15^\circ C$;
- $\theta_1 = 50^\circ C$;
- $T_1 = 9 daN.mm^{-2}$;
- $E = 7600 Kg$;
- $S = 49.5 mm^2$;
- $L = 73$;
- $W = 0.173$;
- $m_1 = 10.935$;
- $m_2 = 1$;
- $\alpha = 18.6 * 10^{-6}$;

Para o estado de flecha máxima, como se considera a ausência tanto de manga de gelo como de vento, o coeficiente de sobrecarga m_1 não representa nenhum agravamento teórico do peso do condutor, pelo que assume o valor $m_2=1$.

$$\begin{aligned} & 50 + \frac{T_{max}}{18.6 * 10^{-6} * 7600} - \frac{1 * 0.173^2 * 73^2}{24 * 18.6 * 10^{-6} * 49.5^2 * T_{max}^2} \\ &= 15 + \frac{9}{18.6 * 10^{-6} * 7600} - \frac{10.935 * 0.173^2 * 73^2}{24 * 18.6 * 10^{-6} * 49.5^2 * 9^2} \end{aligned}$$

;

$$T_{max} = 1.631 daN/mm^2;$$

$$T_m = T_{max} * S = 1.631 * 49.5 = 80.735 daN;$$

Apoio derivação (existente) e o apoio n°1

Determinação do coeficiente de sobre carga:

$$\theta_1 + \frac{T_{max}}{\alpha * E} - \frac{m_1 * w^2 * L^2}{24 * \alpha * S^2 * T_{max}^2} = \theta_2 + \frac{t_2}{\alpha * E} - \frac{m_2 * w^2 * L^2}{24 * \alpha * S^2 * t_1^2}$$

- $\theta_1 = 15^\circ C$;
- $\theta_2 = -5^\circ C$;
- $T_1 = 8 daN.mm^{-2}$;
- $E = 7600 Kg$;
- $S = 49.5 mm^2$;
- $L = 12$;
- $W = 0.173$;
- $m_1 = 10.935$;
- $m_2 = 5.26013$;
- $\alpha = 18.6 * 10^{-6}$;

$$\begin{aligned} & 15 + \frac{T_{max}}{18.6 * 10^{-6} * 7600} - \frac{10.935 * 0.173^2 * 12^2}{24 * 18.6 * 10^{-6} * 49.5^2 * T_{max}^2} \\ & = -5 + \frac{8}{18.6 * 10^{-6} * 7600} - \frac{5.26013 * 0.173^2 * 12^2}{24 * 18.6 * 10^{-6} * 49.5^2 * 8^2} \end{aligned}$$

;

$$T_{max} = 1.728 daN/mm^2;$$

$$T_m = T_{max} * S = 1.728 * 49.5 = 85.836 daN;$$

Determinação das flechas dos condutores

Depois de determinado a tensão máxima de montagem efetuou-se a determinação da flecha máxima para os diversos vãos que constituem a da rede da aérea em estudo.

Tabela AIII. 1- Determinação das flechas máximas de montagem

Vão entre os apoios	Tensão Máxima	Wg	L(m)	Flecha (m)
1,2	76,181	0,173	60,81	1,050
2,3	95,570	0,173	89,67	1,819
3,4	86,873	0,173	75	1,400
4,5	105,584	0,173	112,72	2,602
5,6	103,158	0,173	106,28	2,368
6,7	80,735	0,173	73	1,427
Derivação,1	85,536	0,173	89,67	2,033

Determinação das distâncias mínimas entre os condutores

Por fim a tabela AIII.2 representa o dimensionamento do valor da distância mínima entre os condutores para os diversos vãos que constituem a da rede aérea em estudo.

Tabela AIII. 2- Determinação da distância mínima entre condutores no estado de flecha máxima

Vão entre os apoios	K	F(m)	d(m)	D(m)
1,2	0,6	1,050	1	0,656
2,3	0,6	1,819	1	0,766
3,4	0,6	1,400	1	0,708
4,5	0,6	2,602	1	0,863
5,6	0,6	2,368	1	0,835
6,7	0,6	1,427	1	0,712
Derivação,1	0,6	2,033	1	0,793

Anexo IV

Verificação da estabilidade dos apoios.

Tabela AIV. 1- Dimensionamento dos esforços exercidos nos apoios

Tnº apoio		β_1	β_2	β_{d1}	T1	T2	S=90mm	S=50mm	Wi'1	Wi'2	Wi'3	Td1	S1	S2	Sd1	Ws1	Ws2	Wd1	Fy	Fx	Fz	FT=Fx+Fz
0	Hipótese 1	0,10	179,90	42,53	9,00	9,00	88,00	49,50	0,15	1,15	0,09	9,00	80,00	90,00	12,00	0,32	0,32	2,38	1026,20	985,26	351,14	2011,46
	Hipótese 2																		904,11	1040,85	351,14	1040,85
1	Hipótese 1	28,30	151,70		9,00	9,00	88,00	49,50	0,09	0,09			12,00	60,81		0,24	0,24	0,00	1344,86	0,02	26,03	1344,88
	Hipótese 2																		0,00	44,06	18,89	44,06
2	Hipótese 1	34,20	145,80		9,00	9,00	88,00	49,50	0,09	0,09			60,81	89,67		0,24	0,24		1612,93	1,20	53,81	1614,12
	Hipótese 2																		0,00	50,71	39,05	50,71
3	Hipótese 1	4,23	175,77		9,00	9,00	88,00	49,50	0,09	0,09			89,67	75,00		0,24	0,24		352,30	0,16	58,88	352,45
	Hipótese 2																		0,00	59,42	42,73	59,42
4	Hipótese 1	6,41	173,59		9,00	9,00	88,00	49,50	1,00	0,09			75,00	112,72		0,24	0,24		468,84	0,24	67,12	469,08
	Hipótese 2																		0,00	62,51	254,25	62,51
5	Hipótese 1	6,06	173,94		9,00	9,00	88,00	49,50	0,09	0,09			112,72	106,28		0,24	0,24		475,08	0,23	78,31	475,31
	Hipótese 2																		0,00	66,97	56,83	66,97
6	Hipótese 1	0,67	179,33		9,00	8,00	88,00	49,50	0,09	0,09			106,28	73,00		0,24	0,24		195,81	148,51	64,11	344,32
	Hipótese 2																		0,00	61,64	46,52	61,64
7	Hipótese 1	0,00	0,00	0,00	8,00		88,00	49,50					73,00	0,00		0,24			88,21	0,00	0,00	88,21
	Hipótese 2																					0,00

A tabela AVI.1 representa a determinação dos esforços exercidos nos diversos apoios do traçado da rede em estudo.

Como já foi mencionado os valores de α são fornecidos no levantamento topográfico e é dado em grados. Assim sendo o autor efetuou a conversão de grados para graus, para facilitar os cálculos matemáticos a executar para determinar os esforços exercidos nos apoios.

Tabela AIV. 2- Conversão de grados para ângulos

	α_1		α_2	
nº Apoio	Grados	Ângulos	Grados	Ângulos
Derivação	199,78	179,80	105,49	94,94
1	137,11	123,40		
2	124,01	111,61		
3	190,60	171,54		
4	185,76	167,18		
5	186,53	167,88		
6	198,50	178,65		
7		0,00		

Tabela AIV. 3- Determinação dos ângulos $\beta_1, \beta_2, \beta_d$

	β_1	β_2	β_d
nº Apoio	Ângulos	Ângulos	Ângulos
Derivação	0,10	179,90	42,53
1	28,30	151,70	
2	34,20	145,80	
3	4,23	175,77	
4	6,41	173,59	
5	6,06	173,94	
6	0,67	179,33	
7	0,00	0,00	

A tabela AIV.3 representa a determinação dos ângulos β_1 e β_2 exercidos nos apoios e β_d para o apoio derivação.

Como já foi mencionado os valores de α que são fornecidos no levantamento topográfico são dados em grados. Assim sendo o autor efetuou a conversão de grados para graus.

Depois de determinado o esforços exercido, o próximo passo consiste em consultar as tabelas técnicas dos apoios em estudo e seleccionar o apoio que corresponda aos requisitos técnicos exigidos.

LISTA DE PRODUTOS QUALIFICADOS SOB RESERVA

REFERÊNCIAS EDP					Empresas				
Posição	Código	Refª	Altura total (m)	Solicitação principal (daN)	CAVAN	POSTEJO	POSTEREDE	SIROLIS	PREFABE
Família MT	298779	30M1600	30	1600	QS	QS		QS	
	298781	32M1600	32	1600		QS		QS	
	276124	14M2250	14	2250	QS	QS	QS	QS	
	276140	16M2250	16	2250	QS	QS	QS	QS	
	276157	18M2250	18	2250	QS	QS	QS	QS	
	276184	20M2250	20	2250	QS	QS	QS	QS	
	276210	22M2250	22	2250	QS	QS	QS	QS	
	298785	24M2250	24	2250	QS	QS	QS	QS	
	298787	26M2250	26	2250	QS	QS	QS	QS	
	298790	28M2250	28	2250	QS	QS	QS	QS	
	298793	30M2250	30	2250	QS	QS		QS	
	298796	32M2250	32	2250	QS	QS		QS	
	276125	14M2750	14	2750	QS	QS	QS	QS	
	276141	16M2750	16	2750	QS	QS	QS	QS	
	276158	18M2750	18	2750	QS	QS	QS	QS	
	276185	20M2750	20	2750	QS	QS	QS	QS	
	276211	22M2750	22	2750	QS	QS	QS	QS	
	301467	24M2750	24	2750	QS	QS	QS	QS	
	298788	26M2750	26	2750	QS	QS	QS	QS	

Figura AIV. 1-Lista de apoios MT a utilizar em LAMT

A figura AIV.1 representa a lista de apoios a utilizar disponibilizada pela EDP Distribuição.

Tabela AIV. 4-Referência dos apoios MT implementados na obra de São João do Campo

nº Apoio	Referência apoio
0	20MP00-2250
1	16MM06-2750
2	18MM04-2250
3	18MP00-600
4	20MP00-600
5	20MP00-600
6	16MP00-400
7	14TP4

A tabela AVI.4 representa a referência dos apoios a implementar na linha LMAT em estudo.